

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**“DESARROLLO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL EN EL
LOTE OCHO – SELVA NORTE ”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

LUCAS JESUS ARISTA ESTRADA
Promoción 1,994 – 0

LIMA – PERU

1 9 9 8

INDICE GENERAL

1. INTRODUCCION

2. SISTEMAS MWD

- 2.1 Información exacta y oportuna para tomar mejores decisiones en el pozo**
- 2.2 Modularidad para una máxima flexibilidad de diseño del BHA**

3. VENTAJAS EN LA UTILIZACION DE MWD EN LAS OPERACIONES DEL LOTE 8

- 3.1 Petroperú en el pasado; una breve historia**
- 3.2 Petroperú con Slim - 1 y Power-Pak**
- 3.3 Principales ventajas del sistema MWD**

4. CONJUNTOS DE FONDO DE POZO

- 4.1 Teoría de los Conjuntos de Fondo de Pozo (BHA)**
- 4.2 Tipos de Conjuntos de fondo para pozos dirigidos tipo "S"**
- 4.3 Descripción de las sartas de perforación del pozo direccional 142D**
- 4.4 Experiencia de años anteriores al presente en aplicaciones de BHA, Selva**

5. APLICACIONES DE CAMPO EN EL LOTE 8

- 5.1 Generalidades**
- 5.2 Consideraciones Técnicas en la planificación de pozos tipo "S" en Selva**

6. APLICACION DE LA TECNOLOGIA DE BROCAS PDC EN EL COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL

- 6.1 Comportamiento observado al perforar con brocas PDC de 12 1/4"**
- 6.2 Comportamiento observado al perforar con brocas PDC de 8 1/2"**
- 6.3 Resultados obtenidos.**

7. ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION

- 7.1 Aportes técnicos**
- 7.2 Modificaciones en el equipo de perforación**
- 7.3 Análisis de Compresibilidad de la Roca (RSA), como alternativa para la selección adecuada de brocas PDC en Selva**
- 7.4 Problemas en la perforación de pozos dirigidos, algunas acciones preventivas**
- 7.5 Fluidos de Perforación, hidráulica por sectores**
- 7.6 Diseño de revestimiento interno de 9 5/8" más adecuado para condiciones críticas en pozos tipo "S".**

- 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA**
- 9. OBSERVACIONES**
- 10. RECOMENDACIONES**
- 11. CONCLUSIONES**
- 12. BIBLIOGRAFIA**
- 13. ANEXOS**
 - 13.1 FUNDAMENTOS BASICOS DE LA PERFORACION DIRECCIONAL**
 - 13.1.1 Definiciones Básicas**
 - 13.1.2 Consideraciones para la planificación de un pozo dirigido**
 - 13.1.2.1 Características de las Formaciones**
 - 13.1.2.2 Sistema de Coordenadas**
 - 13.1.2.3 Objetivo del fondo de pozo**
 - 13.1.2.4 Tipos de Trayectorias**
 - 13.1.2.5 Determinación del punto de desviación**
 - 13.1.2.6 Velocidades de Crecimiento y Caída del ángulo de inclinación**
 - 13.1.2.7 Etapas de la planificación de una trayectoria dirigida**
 - 13.2 PLANEAMIENTO DE UN POZO DIRIGIDO**
 - 13.2.1 Trayectoria tipo "S"**
 - 13.2.2 Trayectoria tipo "J" (Slant)**
 - 13.2.3 Resumen de la Planificación de una Trayectoria Dirigida**
 - 13.3 CALCULO DE LA TRAYECTORIA Y PLANIFICACION DEL PUNTO DE DESVIACIÓN**
 - 13.3.1 Método del Ángulo Promedio**
 - 13.3.2 Método del Radio de Curvatura**
 - 13.3.3 Método de la Mínima Curvatura**
 - 13.3.4 Planificación del punto de desviación y cambio de trayectoria en un pozo dirigido tipo "S".**
 - 13.3.4.1 Planificación del punto de desviación**
 - 13.3.4.2 Planificación de un cambio de trayectoria**
 - 13.4 HERRAMIENTAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL**
 - 13.4.1 Herramientas de medición**
 - 13.4.2 Herramientas deflectoras**
 - 13.4.2 Herramientas auxiliares**

13.5 USO DE MOTORES DE FONDO

13.5.1 Descripción de Motores

13.5.1.1 El ensamblaje de válvula de desvío

13.5.1.2 La sección de fuerza

13.5.1.3 El ensamblaje de transmisión

13.5.1.4 El ensamblaje del eje de balineras de empuje

13.5.2 Hidráulica

13.5.3 Fluidos de Perforación

13.5.4 Comprobación y Chequeo de los Motores antes, durante y luego de su uso.

1.- INTRODUCCION

La presente tesis trata sobre el desarrollo de la perforación direccional en el Lote 8, principalmente en las áreas de: Corrientes, Pavayacu y Chambira, desde la aplicación del sistema “Single Shot”, al sistema de medición, mientras se perfora, de los parámetros de dirección vertical y orientación (MWD). La aplicación de brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalino) y otras mejoras en prácticas de perforación, ejecutadas en pozos nuevos, todo eso conlleva en conjunto, una reducción de tiempo y costos, sirviendo esta experiencia como base para la optimización de la perforación de pozos en dicho Lote. Es importante mencionar, que el avance tecnológico en la industria del petróleo es constante, siendo el objetivo de esta tesis evaluar el desarrollo de la perforación rotativa direccional, en lo referente al control de la trayectoria en pozos dirigidos, diseños avanzados en brocas tricónicas y de PDC, software de evaluación para la aplicación de éstas, así como, en base a la experiencia en la zona, el mejor diseño de los conjuntos de fondo estabilizados, de igual modo se han efectuado cambios para ampliar la capacidad de trabajo de los equipos de control de sólidos, bombas, mesa rotaria, fluidos de perforación entre otros, de manera que todos estos adelantos, en sinergia con la experiencia y conocimientos del área, convergen en una operación eficiente, con menos problemas, que a la larga se traducen en costos más bajos.

2. SISTEMAS MWD (Mediciones durante la perforación)

2.1 Información Exacta y Oportuna para tomar mejores decisiones en el pozo :

En el complejo ambiente de las perforaciones de hoy en día, tomar una decisión correcta requiere información exacta y oportuna del interior del pozo. Los sistemas modulares de Medición Durante la Perforación (MWD) han sido diseñados para acomodar las necesidades rápidamente cambiantes del usuario para obtener datos del interior del pozo con un impacto mínimo sobre la operación de perforación. Operados por ingenieros capacitados, los sistemas MWD proporcionan la información que se necesita, al momento de ser requerida. Los datos de planimetría / dirección; rayos gamma, profundidad múltiple de resistividad de investigación, densidad en masa, porosidad neutrónica, efecto fotoeléctrico, vibración, precisión y temperatura de circulación están disponibles en tiempo real y son registrados en la localización del pozo, y hasta pueden transmitirse directamente a una computadora en la oficina de la operadora. Se puede usar distintas combinaciones de estos datos para aplicaciones específicas tales como el control de trayectoria, eficiencia de perforación, prevención de peligros, maniobrabilidad, o evaluación de formaciones.

Es posible aprovechar la habilidad de combinar la tecnología y experiencia asociadas en la perforación direccional, registros en la superficie, tecnología de la perforación aplicada, ingeniería de perforación e ingeniería de fluidos para un enfoque mucho más completo de las necesidades de la perforación y evaluación de la operación.

La combinación de servicios puede aumentar la eficiencia operacional y proporcionar información realizada en los casos en los que haya que tomar decisiones críticas.

2.2 Modularidad para una máxima flexibilidad de diseño del BHA (conjunto y ensamblaje del fondo del pozo) :

El diseño modular de los sistemas MWD ayuda a lograr máxima flexibilidad en el diseño de BHA (conjunto de fondo del pozo). En forma de registros se pueden instalar sensores en cualquier parte del BHA. Para la transmisión en tiempo real (con registro automático en el interior del pozo), se puede emplear virtualmente cualquier combinación de sensores. La mayoría de los sensores pueden operarse en modo

variable o estabilizados, dependiendo de las necesidades de control direccional de las operaciones, ver fig 1 y 1a.

Sistemas Durables y Confiables :

Los impactos, las vibraciones y el calor del ambiente de perforación en el interior del pozo dificultan la supervivencia de los instrumentos electrónicos. Los sistemas MWD están diseñados de acuerdo a los criterios más estrictos de la industria y luego son sometidos a pruebas rigurosas.

Los diseños mecánicos de las herramientas se hacen funcionar durante millones de ciclos en pruebas de fatiga hasta que fallen de modo que las operadoras no tengan que preocuparse de una falla de la sarta de perforación en el interior del pozo debido a los equipos. Los diseños electrónicos se someten a pruebas de calor, impacto y vibración intermitente hasta que cumplan con la norma de confiabilidad, luego el sistema completo es sometido a pruebas en laboratorio y en el campo, antes de ponerlas en operación.

Los mejoramientos continuos de diseño y capacidad han producido sistemas MWD resistentes y confiables que funcionan correctamente con una introducción continua de la broca. Estos sistemas, los cuales han establecido la norma de confiabilidad de la industria, están respaldados por un programa de mantenimiento.

3.. VENTAJAS EN LA UTILIZACION DE MWD EN LAS OPERACIONES DEL LOTE 8

El MWD, cuyas siglas significan: “medir mientras se perfora”, es un sistema de medición que suministra datos de registro direccional en “tiempo real”; inclinación; azimuth y orientación de la herramienta a la superficie utilizando pulsos en el sistema de lodo. Sus sensores alimentados por batería, tienen una exactitud de 0.1 ° de inclinación, de 1° de azimuth y tiene un sistema de verificación de la data (avisa inclusive si está afectado por interferencia magnética).

El sistema completo de MWD recuperable es transportable en una caja de 1,000 Kgs. y el Slim-1 es recuperable del pozo utilizando una unidad de alambre wireline.

**SISTEMAS MWD MODULARES PARA
OBTENER MAXIMA VERSATILIDAD
DEL BHA**

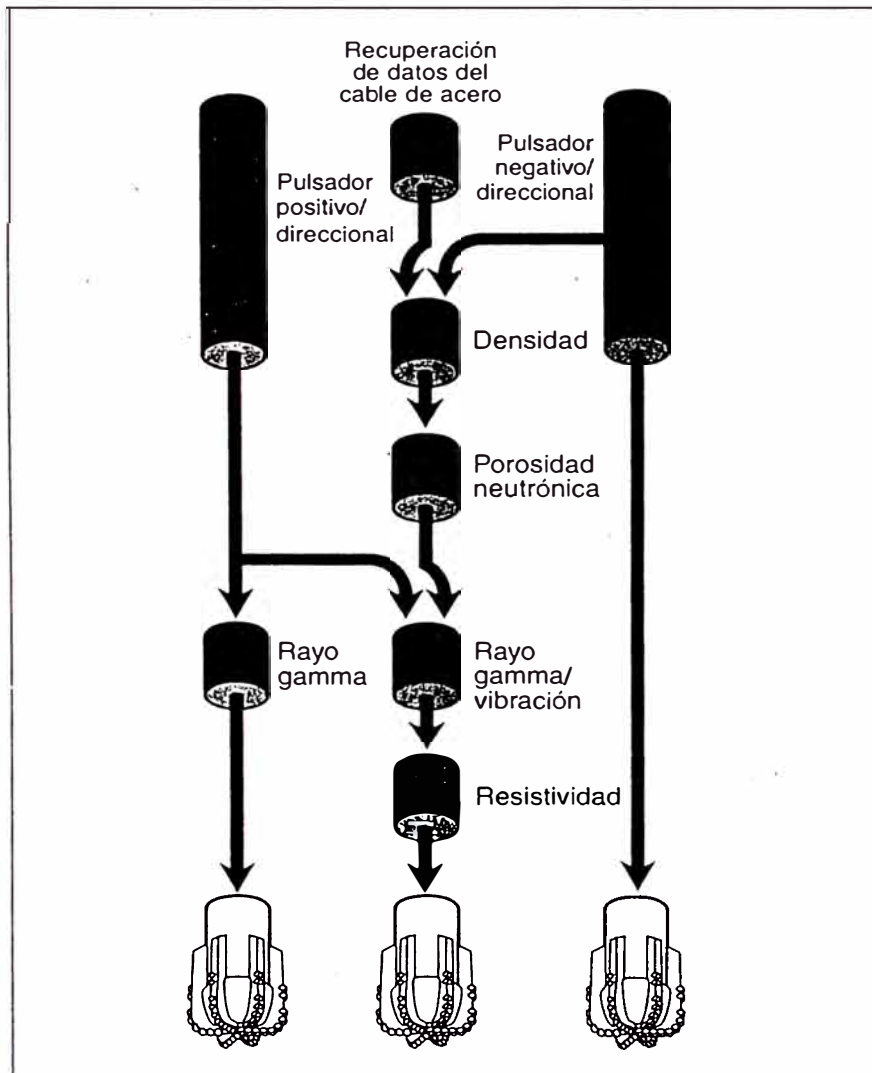


Fig 1

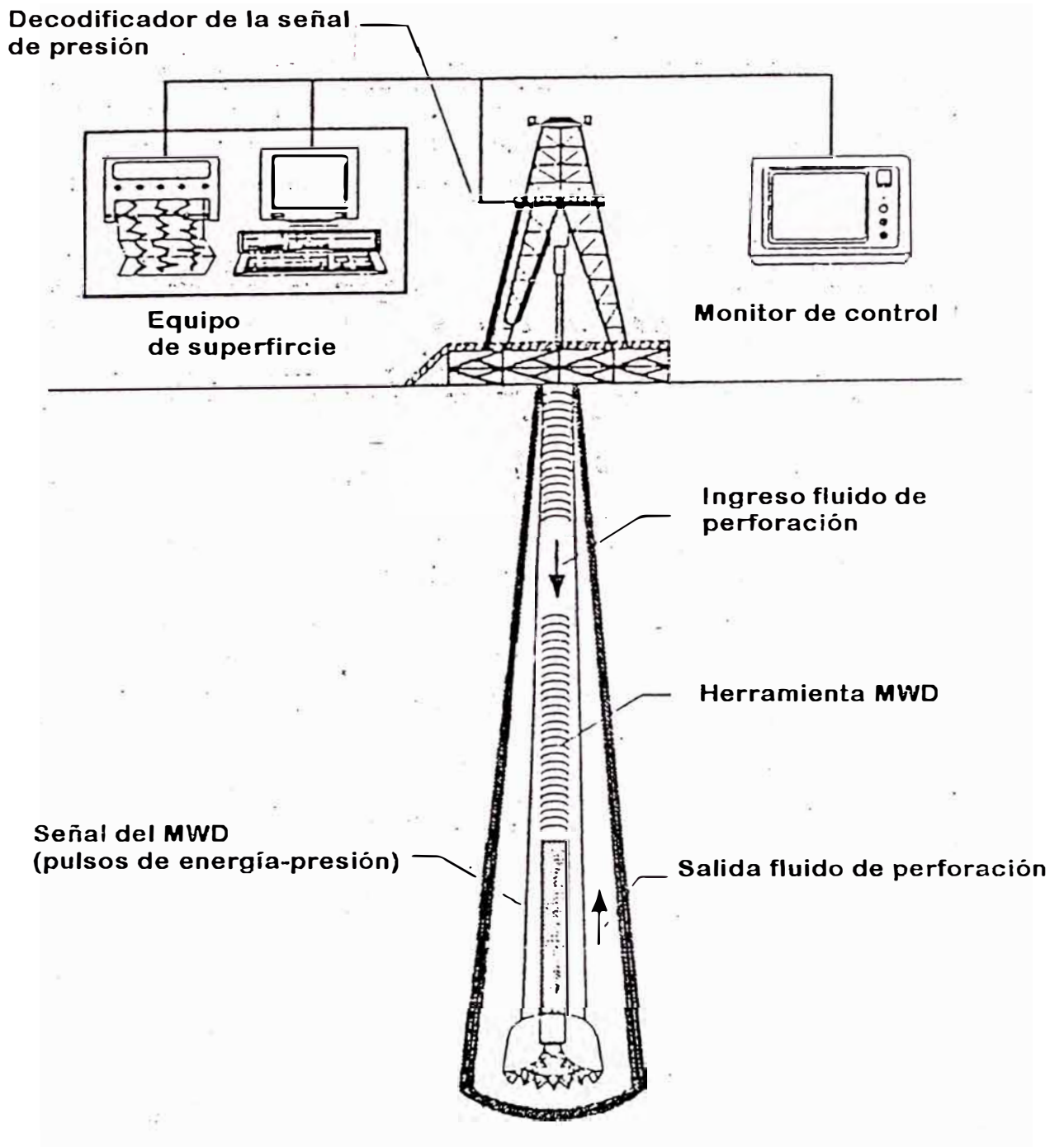


Fig 1/a

El instrumento se coloca dentro de drill collars no magnéticos normales (moneles) y puede ser corrido en tres modos básicos:

- 1) MWD junto con un motor navegable para formar un sistema de navegación.
- 2) En una sarta rotaria normal.
- 3) Como un multishot electrónico.

El Powerpack (motor de desplazamiento positivo) es un motor navegable que tiene las siguientes piezas principales:

- 1) Una sección de mando que produce alto torque con bajo RPM.
- 2) Un cuerpo con una desviación ajustable en la superficie desde 0° hasta 2.12° .
- 3) Un sistema de rodajes que permite larga duración y buena fuerza hidráulica en la broca.
- 4) Un estabilizador opcional que permite que el motor trabaje en modo de orientación ("sliding") o en modo rotario.

Este último punto (4), ha ejercido el mayor impacto en la industria en el sentido que permite el control de severidad de la pata de perro (DLS), formado, aplicando una combinación de perforación orientada y rotada con la misma sarta.

Los tres principales modos de utilización de un sistema de navegación son los siguientes:

- 1) El control de la severidad de la pata de perro (DLS) en curvas, que siempre son importantes como el causante del alto torque y arrastre durante el curso entero del pozo. Estas curvas pueden ser verticalmente en el incremento de la inclinación o horizontalmente en correcciones laterales del azimuth.
- 2) La perforación de secciones tangenciales con rotación, manteniendo la habilidad para orientar y corregir cualquier cambio de inclinación o azimuth no deseado.

- 3) La utilización de ambos modos anotados arriba en la perforación de fases completas que consiste primero de una sección vertical, seguido por una sección que incrementa la inclinación hasta el ángulo programado y terminado con la perforación de la sección tangencial hasta el punto de casing, todo sin necesidad de cambios en la sarta.

3.1 Petroperú en el pasado; una breve historia:

Luego de perforar un cierto número de pozos con brocas PDC, las ventajas del alto rate de penetración estaban restringidas por la incertidumbre en la reacción de cambios de la inclinación y azimuth. La inclinación puede ser corregida con cambios de la sarta, pero hay muchas veces en que el azimuth requiere una corrida del motor de fondo. Debido a la alta severidad de las patas de perro formadas, el uso de estos motores fue restringido. En algunos casos si el pozo necesitaba hacer una corrección hacia la derecha, cambios en la sarta y la utilización de brocas tricónicas resolvían el problema. Pero si la corrección vá hacia la izquierda, no había otra alternativa que bajar el motor y tratar de superar los efectos del mismo. Todos estos cambios junto con los registros requeridos suman un tiempo perdido que reduce el efecto del PDC. En resumen, lo aprendido hasta la fecha es que el azimuth al final de la fase 17 1/2" es muy importante en la perforación de la fase 12 1/4", pero sigue existiendo la incertidumbre del giro de la broca PDC.

3.2 Petroperú con MWD recuperable y Motor de desplazamiento positivo :

El pozo 158D, perteneciente al área de Chambira fué desviado verticalmente utilizándose el sistema de navegación: MWD – Motor de fondo, de modo que la inclinación se incrementó hasta el ángulo programado, con el azimuth apuntando hacia el centro del objetivo. Esta es la primera vez que un sistema de navegación fue utilizado en esta zona que consiste de arenas muy blandas y no consolidadas.

La combinación de los estabilizadores utilizados no fue la adecuada, manteniendo la inclinación, posteriormente se optó por una sarta convencional para terminar la fase. Como resultado de esta experiencia para el próximo pozo cambios en la configuración del conjunto de fondo deberán compensar este problema, para que el sistema rinda como se ha demostrado en el mundo entero, donde se considera una norma.

El zapato de 13 3/8" fue perforado por una sarta utilizada previamente en numerosas ocasiones con PDC. Después de perforar un intervalo corto donde los "surveys" fueron tomados en cada tubo, la sarta fue cambiada debido al inaceptable incremento de inclinación. La siguiente fue una sarta empaquetada y fue monitoreada con data en tiempo real por el MWD cada 30 metros. Esta información que a veces demostraba cambios pequeños como 0.1 ° de inclinación, fue utilizada para ajustar los parámetros de perforación. Este control que parece muy simple, no puede ser posible sin una pérdida de tiempo por la cantidad de "surveys" tomados, resultando que puede ser una de las corridas de sartas en un pozo direccional más larga hasta la fecha en el Perú. Si se hubieran tomado "surveys" con single shot para tener el mismo control direccional que es alcanzado con los surveys MWD en tiempo real, la pérdida de tiempo por surveys equivaldría a 1 ½ horas de circulación y corrida del "single shot" con "wireline". Es importante anotar que el pozo estaba orientado en el centro del objetivo debido a la falta de conocimiento de la tendencia de la broca al girar en el rumbo. La experiencia ha demostrado, el daño que hace una corrección o sobrecorrección en el resultado final del pozo. A pesar que este pozo no presentaba un giro notable, el énfasis fue en el control de la inclinación, el KOP se efectuó a 50 mts. TVD, correspondiente a la zona de la formación Marañón, donde cualquier giro no deseado podría ser corregido sin patas de perro excesivos con el sistema de navegación compuesto por el sistema MWD ("Slim 1") y motor de fondo ("Powerpak").

Recomendaciones que se llevaron a cabo para una mejor operación :

- 1.- Incremento en la inclinación suavemente, sin pata de perros excesivos que afecten el torque y arrastre para la vida del pozo, incluyendo workover y completaciones. Esto se traduce en menos problemas en la perforación y los viajes, que tienen un enorme efecto en el costo total del pozo, pero difícilmente podría cuantificarlo económicamente.
- 2.- Perforar la fase de 17 1/2", con una sarta para tener en lo posible la orientación del pozo al zapato de 13 3/8", sin pérdida de tiempo por cambio de la sarta.
- 3.- Perforar la fase de 12 1/4", utilizando sartas de rotación convencional ajustando los parámetros de perforación con data obtenida en el tiempo real por el MWD a intervalos cortos incrementando la duración de las corridas de las brocas.

- 4.- A pesar que no hay garantía que el próximo pozo no presente problemas con el giro de rumbo, la disponibilidad del sistema de navegación puede ser considerado como un instrumento de seguro por su capacidad en hacer correcciones suavemente sin pérdida de tiempo.

3.3 Principales ventajas del sistema MWD

En resumen, las principales ventajas del sistema MWD son:

- Tiempos de registro, ayuda al mantenimiento del hueco del pozo por circular durante los registros.
- Mejora el control y determinación de la posición real de la broca.
- Reduce el tiempo de registros.
- Reduce el riesgo de agarre por presión diferencial.
- Reduce los: “dog leg” , (pata de perro)
- Reduce el número de correcciones con motores de fondo.

Hay otras numerosas ventajas que pueden ser mencionadas por la flexibilidad del sistema como desviaciones controladas a mayores profundidades; pozos de largo desplazamiento y altas inclinaciones (horizontal).

Finalmente, lo que se persigue es perforar una trayectoria uniforme y rápida, en caso de giros inesperados lograr corregir sin patas de perro, sin pérdidas de tiempo, perforando con menos riesgo, menos problemas y mayor ahorro.

4. CONJUNTOS DE FONDO DE POZO

4.1 Teoría de los Conjuntos de fondo de Pozo (BHA)

Los conjuntos de fondo son elementos que se ubican entre la broca y la tubería de perforación, son corrientemente llamados conjuntos rotarios convencionales.

Las funciones del conjunto de fondo son:

- **Controlar la dirección e inclinación en pozos dirigidos.**
- **Minimizar los agarres de cañería por presión diferencial.**
- **Evitar las “patas de perro” y “ojos de llave” en la curvatura del pozo.**
- **Proporcionar peso a la broca para la perforación.**
- **Mejorar el rendimiento de las brocas.**
- **Minimizar las vibraciones de la sarta de perforación.**

Los conjuntos de fondo son utilizados para los siguientes propósitos:

- 1) **Conjunto no rotario; sirve para iniciar la desviación y la orientación del pozo.; está constituido por: broca, motor de fondo, substituto de desviación y cuello lastrabarrenas.**
- 2) **Conjuntos rotarios; son utilizados para continuar la perforación de la trayectoria dirigida diseñada. Estos conjuntos tienen diferentes ubicaciones de los estabilizadores de acuerdo a las necesidades del pozo dirigido.**

Los conjuntos de fondo afectan la trayectoria del pozo, por este motivo los diseños deben ser ejecutados con una adecuada planificación para las condiciones de desviación.

Los conjuntos de fondo originan una fuerza lateral sobre la broca produciendo los siguientes efectos:

1. **Mantenimiento de la inclinación (fuerza lateral cero)**
2. **Disminución de la inclinación (fuerza lateral negativa-efecto pendular)**
3. **Incremento de la inclinación (fuerza lateral positiva)**

Los cambios de dirección pueden ocurrir también por efecto del diseño de la broca, debido a que tienen tendencia a desplazarse (“caminar”) a la derecha o izquierda. Esto se puede minimizar o incrementar con adecuados conjuntos de fondo y parámetros de perforación.

4.2 Tipos de conjuntos de fondo para pozos dirigidos tipo “S”

Los tipos de conjuntos de fondo rotarios para un pozo tipo “S” son:

- a) Conjunto para mantener el ángulo
- b) Conjunto para incrementar el ángulo
- c) Conjunto para caída del ángulo

a) Conjunto para mantener el ángulo :

Este conjunto tiene el objetivo de reducir la tendencia del incremento o caída del ángulo de inclinación, se utiliza en la sección tangencial del pozo tipo “S”. Cuando se está perforando a veces es difícil lograr mantener el ángulo máximo constante, puesto que los efectos de formación y gravedad pueden alterar las condiciones del pozo. Usualmente para mantener el ángulo se utiliza los conjuntos de fondo con 3 o 4 estabilizadores colocados a intervalos cortos. A estos conjuntos se les denominan “conjuntos empacados”. El peso sobre la broca tiene un efecto mínimo en el comportamiento direccional de estos conjuntos, por ello es posible optimizar la velocidad de penetración (ROP) para los tipos de brocas que se utilizan. A veces el torque de la sarta limita optimizar el ROP.

b) Conjunto para incrementar ángulo :

Este tipo de conjunto es utilizado para iniciar la desviación del pozo y la orientación usando motor de fondo y la herramienta de deflexión “bent sub”, seguidamente se emplea un conjunto rotario para proseguir con el incremento del ángulo hasta alcanzar el máximo ángulo programado. El conjunto rotario utiliza frecuentemente dos estabilizadores ubicados, uno encima de la broca y el otro a 60 y 90 pies. El peso sobre la broca también influye en las características de la velocidad del incremento del ángulo.

c) Conjunto para caída del ángulo :Llamado también pendular, es básicamente usado en pozos tipo "S" para desarrollar la trayectoria de caída del ángulo hasta ingresar al objetivo en forma vertical.

En formaciones suaves y de altos ángulos de inclinación los conjuntos pendulares tienen buen comportamiento. En formaciones duras la caída de ángulo es lenta, pero es posible mejorar su comportamiento reduciendo el peso sobre la broca, consecuentemente reduciendo la velocidad de penetración. Los conjuntos pendulares utilizan normalmente longitudes de péndulo de 45 ó 60 pies.

Como el control direccional de la trayectoria tipo "S" se desarrolla en los tramos perforados con brocas de 17 1/2" y 12 1/4" , a continuación tenemos el detalle de los conjuntos de fondo empleados en los tramos respectivos:

Conjunto de Fondo para el tramo de 17 1/2" ; para el inicio de la desviación :

BHA N° 1: Broca 17 1/2" + XO + Power Pak @ 1.5° + Float + UBHO + Monel 8" + Saver Sub + Monel 8" + Saver Sub + 2 DC 8" + XO + 8 DC 6 1/2" + XO + 15 HW 5".



INICIO DESVIACION

Conjunto de Fondo para el tramo de 17 1/2" ; para continuar el incremento de la desviación :

BHA N° 2: Broca 17 1/2" + XO + NB Stb (Fg) + Float + UBHO + Monel 8" + Saver Sub + Stb (Fg) + Monel 8" + Saver Sub + Stb (Fg) + 2 DC 8" + XO + 8 DC 6 1/2" + XO + 15 HW 5".



CONTINUA INCREMENTO DESVIACION

Conjunto de Fondo para el tramo de 12 1/4" ; para el mantenimiento del ángulo :

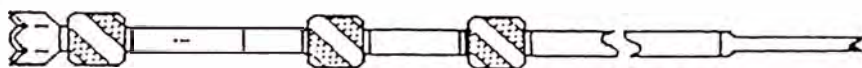
BHA N° 1: Broca 12 1/4" + NB Stb (FG) + SDC + Float + Stb Sleeve (FG) + UBHO + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + Saver Sub + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + DC 7 3/4" + (Jar + FJ) + 2 DC 7 3/4" + XO + 3 DC 6 1/4" + 15 HW DP.



MANTENIMIENTO ANGULO

Conjunto de Fondo para el tramo de 12 1/4" ; para el mantenimiento del ángulo :

BHA N° 2: Broca 12 1/4" + NB Stb (FG) + SDC + Float + UBHO + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + Saver Sub + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + DC 7 3/4" + (Jar + FJ) + 2 DC 7 3/4" + XO + 3 DC 6 1/4" + 15 HW DP.



MANTENIMIENTO ANGULO

Conjunto de Fondo para el tramo de 12 1/4" ; de tipo "pendular" para la sección de caída de ángulo :

BHA N° 3: Broca 12 1/4" + Bit Sub + Float + UBHO + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + Saver Sub + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + DC 7 3/4" + (Jar + FJ) + 2 DC 7 3/4" + XO + 3 DC 6 1/4" + 15 HW DP.



PENDULAR

4.3 Descripción de las sartas de perforación del pozo direccional: 142D:

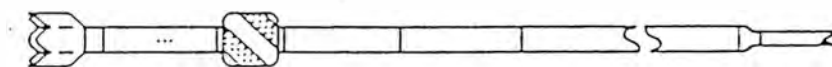
Pozo perteneciente al área de Corrientes, cuya operación se efectuó del 16/02/95 al 01/03/95 ; (ver gráfico 1 adjunto).

El pozo 142D fue programado para una trayectoria tipo "S", con K.O.P. a la profundidad de 40 mts. con un "dog leg" de $2.5^{\circ}/30$ mts. hasta tener 18° de inclinación y una caída de ángulo o "drop-off" de $-1^{\circ}/30$ mts.

Considerándose el uso de brocas PDC en la fase de $12\ 1/4"$, cuya tendencia es girar lentamente el rumbo a la derecha, se decide dejar el rumbo del pozo con un valor de 5° a la izquierda de la dirección del programa (S 2° E), es decir con $+5^{\circ}$: (S 7° W).

Fase $17\ 1/2"$:

BHA # 0 : Broca $17\ 1/2"$ + BS + SS + Monel $8"$ + SS + STB + 6 DC $8"$:

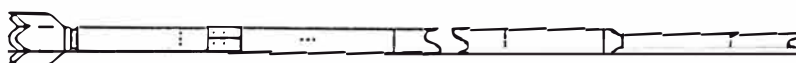


Estabilización a los 10 mts.

Perforó de 23 mts. a 45 mts.

Con la punta de la conductora de $20"$ a 23 mts. se perforó hasta la profundidad de 44 mts. con conjunto pendular con estabilizador a 10 mts. de la punta de la broca. Se sacó conjunto para bajar BHA con motor de fondo.

BHA # 1 : Broca $17\ 1/2"$ + Dyna Drill $9\ 5/8"$ + BS 2° + OS + Monel $8"$ + Monel $8"$ + SS + 1 DC $8"$ + XO + 9 DC $6\ 1/2"$ + 15 HW $4\ 1/2"$



Perforó de 44 mts a 220 mts.

ANADRIILL. SCHLUMBERGER
 PETRO PERU
 CORRIENTES 142 D



PLANE OF PROPOSAL
 S 2.00 E

VERTICAL SECTION
 Scale: 1cm. = 200m.

HORIZONTAL PLAN
 Scale: 1cm. = 100m.

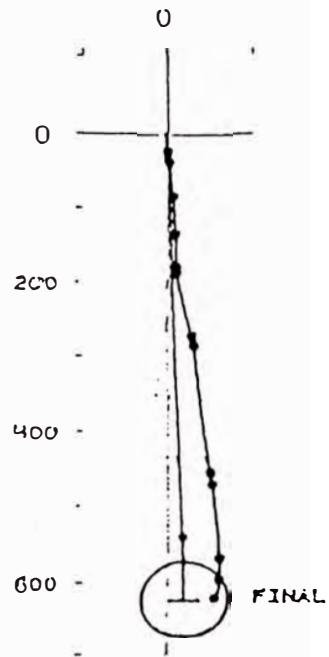
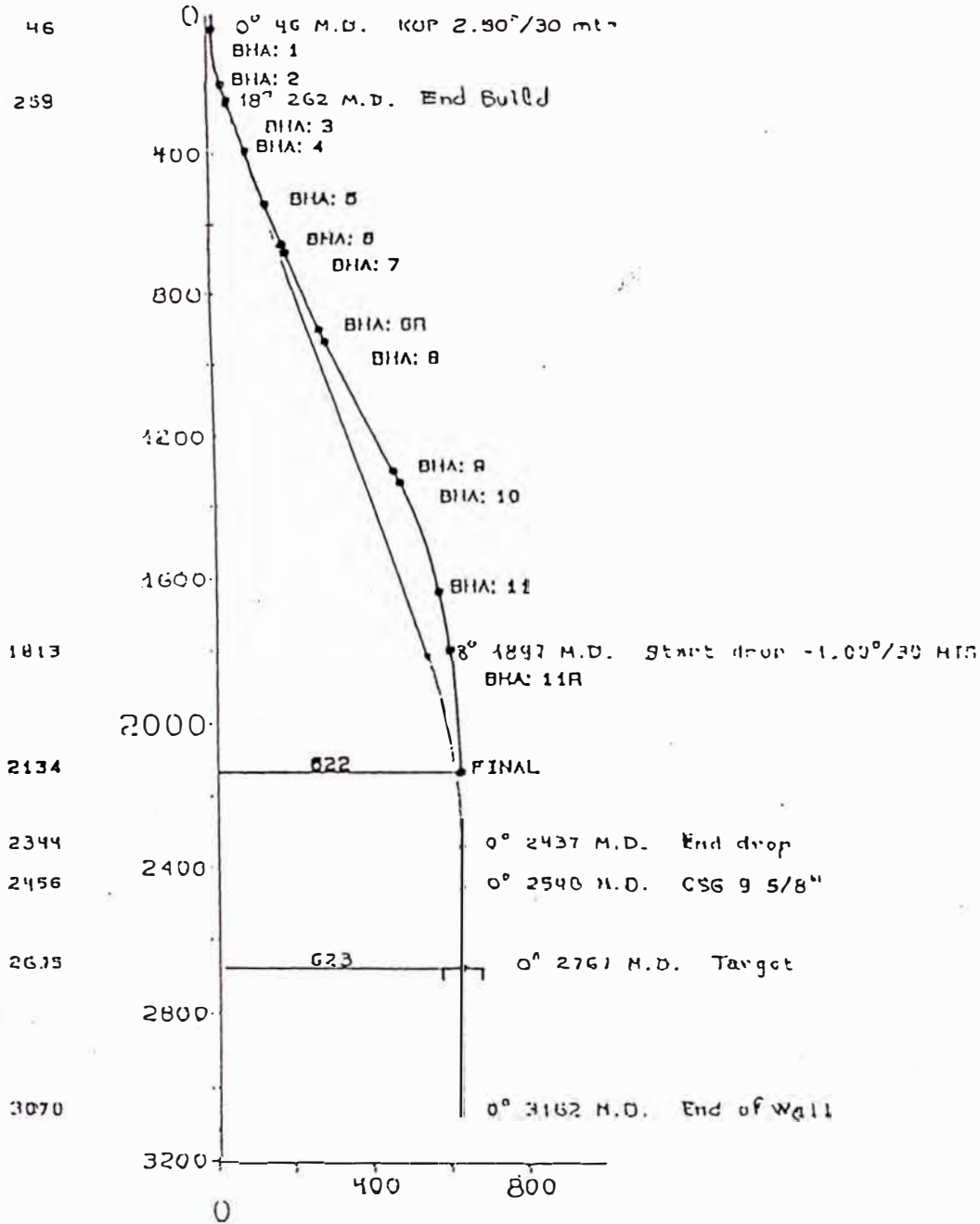


grafico 1

Se bajó con broca 11J con 3 jets de 18/32 y se perforó un intervalo de 176 mts, el último “survey” (registro) a 202 mts, 17.25° S 6°E. Se sacó la tubería para bajar una sarta con estabilizadores para continuar incrementando la inclinación.

BHA # 2 : Broca 17 1/2” + XO + NB + SS + Monel 8”+ SS + SS + Monel 8” + SS + DC 8” + STB + 5 DC 8” + XO + 9 DC 6 1/2” + 13 HW 4 1/2”



Estabilizador -0 +30 mts.

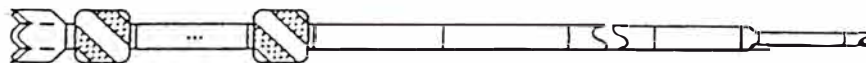
Perforó de 220 mts. a 269 mts.

Se bajó con broca 11J con 3 jets de 18/32 y se perforó un intervalo de 49 mts, el último survey a 251 mts, 19° S 8°E. Se sacó la tubería para bajar tubería de revestimiento de 13 3/8” sin problemas.

Fase 12 1/4” :

Se bajó una sarta lisa con “Junk Basket” (canasta para recoger restos metálicos que no pueden circular) y broca 11J con 3 jets de 15/32 y perforó float collar, cemento, float shoe y 9 mts de formación. Se sacó la tubería y bajó una sarta “locked” con estabilizadores para continuar la tangente.

BHA # 3 : Broca 12 1/4” + NB + SS + Monel 8”+ STB + Monel 8” + SS + 1 DC 8” + XO + 9 DC 6 1/2” + 15 HW 4 1/2”



Estabilización -0 + 10 mts.

Perforó de 278 mts. a 413 mts.

Se bajó con broca PDC AR526 con jets de 2 14/32" y 3 15/32", se perforó un intervalo de 135 mts., girando 4 grados a la derecha y cayendo el ángulo, el último survey a 404 mts. registró: 17°, S 4° E .

Se sacó la tubería para bajar una sarta empaquetada ("locked") con estabilizadores más separados para levantar ángulo y continuar la tangente.

BHA # 4 : Broca 12 1/4" + NB + STB + SDC + SS + Monel 8" + STB + Monel 8" + SS + STB + 1 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 15 HW 4 1/2"

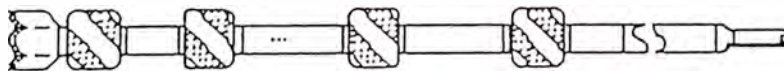


Estabilizadores a: -0 + 0 + 13 + 23 mts.

Perforó de 413 mts. a 577 mts.

Se bajó con broca PDC AR526 con jets de 2 14/32" y 3 15/32", se perforó un intervalo de 164 mts., girando 2 grados a la derecha y subiendo ángulo, el último survey a 563 mts. registró: 20.5°, S 2° E. Se sacó la tubería para bajar una sarta "short locked" con estabilizadores para controlar el ángulo, rumbo y continuar la tangente.

BHA # 5 : Broca 12 1/4" + NB + SDC + STB + SS + Monel 8" + STB + Monel 8" + SS + STB + 1 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 15 HW 4 1/2"

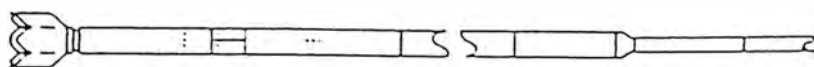


Estabilización a: -0 + 3 + 13 + 23 mts.

Perforó de 577 mts. a 700 mts.

Se bajó con broca PDC AR526 con jets de 2 14/32" y 3 15/32", se perforó un intervalo de 123 mts., girando 2 grados a la derecha y mantuvo el ángulo, el último survey a 686 mts. registró: 21°, S 0° E. En este punto, el rumbo del pozo se proyectó al centro del objetivo, esto no fue suficiente debido al giro que tenía la broca, se sacó la tubería para bajar un motor de fondo para corregir el rumbo hacia la izquierda.

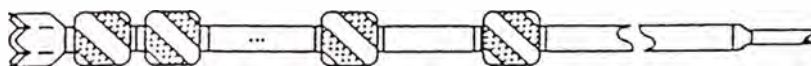
BHA # 6 : Broca 12 1/4" + Dyna Drill 7 3/4" + FS + BOS 1.5°+ Monel 8" + Monel 8" + SS + 1 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 15 HW 4 1/2"



Perforó de 700 mts a 727 mts.

Se bajó con broca 11J con 3 jets de 18/32" y se perforó un intervalo de 27 mts., el último "survey" a 711 mts. registró: 20°, S 7° E. Se corrigió el rumbo hacia la izquierda con un estimado de S 10° E al fondo, se extrajo la tubería para bajar una sarta con estabilizadores para continuar la tangente.

BHA # 7 : Broca 12 1/4" + NB + STB + SS + Monel 8" + STB + Monel 8" + SS + STB + 1 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 1 HW 4 1/2" + FJ + JAR 6 1/4" + XO + 23 HW 4 1/2"



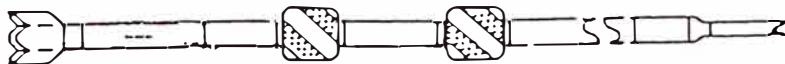
Estabilizadores a: -0 + 0 + 10 + 20 mts.

Se perforó de 727 mts a 960 mts.

Se bajó con broca PDC AR526 con jets de 2 14/32" y 3 15/32", se perforó un intervalo de 233 mts., el último survey a 949 mts. registró: 22°, S 13° E. El giro conseguido con la sarta anterior era anticipado, el conjunto comenzó girando a la derecha hasta el cambio de formación donde comenzó a girar a la izquierda. Se decidió sacar la sarta y corregir el rumbo hacia la derecha utilizando Dyna Drill sin estabilizadores, esto se hizo con un estimado de S 5°E al fondo; luego se sacó la tubería para bajar una sarta con estabilizadores para continuar la tangente.

Para abreviar la descripción de estos conjuntos citaremos finalmente el penúltimo conjunto de fondo, ya que con este se está obteniendo la caída del ángulo.

BHA # 10 : Broca 12 1/4" + BS + SDC + SS + Monel 8" + SS + STB + Monel 8" + STB + 4 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 1 HW 4 1/2" + FJ + JAR 6 1/4" + XO + 23 HW 4 1/2".



Estabilización: 15 + 25 mts.

Perforó de 1, 473 mts. a 1754 mts.

Se bajó con broca ATM G1S con 3 jets de 15/32" , se perforó un intervalo de 317 mts., el último survey a 1,742 mts. registró: 12°, S 1° E. En este punto, el rumbo del pozo giró a la derecha y el ángulo bajó como se esperaba, se sacó la tubería para cambiar la broca y una sarta pendular mayor para terminar la caída del ángulo.

Conclusiones de este pozo :

Este pozo tuvo problemas en el control direccional los cuales no fueron anticipados. La broca PDC fue utilizada por primera vez en la zona con la expectativa de que no gire hacia la izquierda. En las formaciones blandas desde el casing de 13 3/8" hasta la formación Pebas normalmente se utilizan brocas tricónicas, en este caso se utilizó una broca de PDC que giró rápidamente hacia la derecha, entonces el pozo fue corregido con motor hacia la izquierda, hasta el cambio de formación donde comenzó a girar a la izquierda siendo necesario corregir la trayectoria nuevamente hacia la derecha. En este caso el estabilizador "Full Gauge" dificultó el control del ángulo y afectó el rumbo.

De esta experiencia se recomienda que para una próxima operación en esta área se utilicen estabilizadores nuevos así como una broca tricónica hasta la formación Pebas.

4.4 Experiencia de años anteriores al presente en aplicaciones de BHA , Selva :

Remontándonos al año 1973, año en que recién empezaban a efectuarse perforaciones direccionales en la Selva Norte del Perú, antes del advenimiento de la herramienta MWD la clásica "aproximación" a un trabajo direccional, por ejemplo, para el punto de desviación ("Kick Off Point") en un pozo de 17 1/2" era como sigue a continuación :

- Se utilizaban uno o más BHA rotativos de 17½” para perforar la etapa correspondiente al hoyo de superficie de 20” de diámetro, se corre luego el casing de superficie, perforándose el casing shoe del forro de superficie para luego efectuar más abajo la desviación vertical, normalmente el pozo debía ser planeado para tener suficiente apertura desde el zapato del forro de superficie al punto de desviación para eliminar la posibilidad de interferencia magnética cuando se esté saliendo del tramo.
- Luego se corria un BHA compuesto de: broca de 17 1/2” o más pequeña / motor de fondo / bent sub en combinación con la herramienta de orientación: “Single Shot”, se efectuaban registros de desviación a intervalos cortos. La inclinación del hoyo se incrementaba a 8° en formaciones duras y típicamente +/- 15° en formaciones blandas, luego de haberse logrado el azimuth requerido del hoyo según el ángulo de dirección este BHA era sacado a superficie.
- A continuación se corría un BHA para incrementar el ángulo y lograr el ángulo máximo requerido en el plan direccional del pozo, se hicieron varios esfuerzos por mantener el azimuth del hoyo en curso mediante el control de los parámetros de perforación, particularmente el WOB y RPM, luego este BHA era sacado a superficie.
- Para el caso de pozos tipo “Slant” (“J”) , se corría un BHA empaquetado con el objeto de mantener la inclinación hasta el próximo punto de finalización del casing, permitiéndose pequeñas variaciones de inclinación, similar al párrafo anterior, se variaban los parámetros de perforación para coadyudar al BHA rígido a mantener el azimuth del pozo dentro de los límites prescritos.

Al ocurrir problemas en la perforación direccional debido al comportamiento impredecible de los BHA, se perdían varios días de operación, originando pozos torcidos.

Con el advenimiento del sistema de navegación MWD el control direccional sobre el punto de desviación (Kick Off Point) y la fase de incremento de ángulo (Buildup) es

más eficaz, inclusive en formaciones blandas ya es posible llegar al ángulo máximo requerido (hasta +/- 50° de inclinación). Con la combinación de: broca / motor de fondo / bent sub / MWD se eliminaba un viaje redondo ("round trip "), la llegada del motor orientable significó la ejecución completa de la fase de perforación de incremento del ángulo al utilizar un BHA compuesto por : broca / motor orientable / estabilizadores / MWD, obteniéndose menor fricción, ahorrándose viajes redondos (se redujeron al mínimo necesario), además las mejoras actuales incluyen: aparición de sustitutos de desviación ("bent housings") ajustables en superficie, aunque no se descarta el uso de motores con "bent housing" rígido / bent sub por costos, como es en el caso de las desviaciones ("sidetracks"). El próximo avance tecnológico será un "bent housing" ajustable bajo superficie.

Si en la operación ocurriese un aceleramiento en el rate del "Buildup" detectado por MWD o single shot entonces es recomendable reducir el peso sobre la broca y rimar la sección detectada como crítica para evitar los "pateperros".

El máximo rate de incremento de la inclinación en la fase de "Buildup" por seguridad era de 5°/100'.

Actualmente, los BHA para mantener la inclinación, deben ser rígidos para ayudar al control del "caminar" de la broca, se ilustran para el caso Selva, con el conjunto de fondo típico para la etapa del pozo de 12 1/4" de diámetro para unos 30° de inclinación, en caso de producirse un ligero buildup el segundo estabilizador debe ser cambiado a uno de menor calibre, típicamente por debajo de 12".

Ante todo la respuesta de este tipo de BHA es determinada por los siguientes factores:

- 1.- Tamaño del pozo.
- 2.- Distancia entre el sustituto cercano a la broca y los estabilizadores en la parte baja de la sarta de perforación.
- 3.- Rigidez del drill-collar directamente encima del sustituto cercano a la broca.
- 4.- Calibre en los estabilizadores.
- 5.- Efectos de formación.
- 6.- Parámetros de perforación.

Para iniciar la sección de caída del ángulo, actualmente se recomienda empezar el tramo utilizando un sistema “pendular” con dos estabilizadores, posicionados a 60’ y 90’ de la broca tricónica, se incluye el sistema de navegación MWD, perforándose luego el tapón de cemento, equipo de flotación y formación con un rate de caída de ángulo que va desde : 0.5° a 0.6° / 30 m.. Cuando la inclinación se desvía 2”, el pozo es considerado vertical, algunas veces el pozo “camina” excesivamente cuando se está usando brocas tricónicas, en estos casos se debe considerar cierta tolerancia en la dirección del hoyo antes de iniciar la caída del ángulo. Las revoluciones por minuto deben mantenerse altas, seleccionando luego la broca PDC, por litología y de acuerdo a la experiencia en la zona, para coadyudar a llegar hasta el objetivo final de perforación. Actualmente para los pozos del área de investigación Corrientes-Pavayacu desde el punto de vista direccional, mantener el motor después de la fase de levantamiento hasta asegurar el 100 % el objetivo, nos beneficiaría en :

- Llegar al objetivo sin tener que hacer correcciones que puedan generar “patas de perro” críticas con consecuentes “ojos de llave” y pegamientos de tubería.
- Desde el punto de vista económico los tiempos de perforación disminuirán, al tener regímenes de perforación mayores aprovechando la combinación: motor-broca PDC.
- Al programar pozos tipo “S” con la sección de caída inmediatamente después del zapato hay que considerar una parte tangencial del trayecto, de manera que permita que los estabilizadores salgan del revestidor para que el sistema del tipo “péndulo” funcione.
- Las secciones de caída de ángulo en formaciones duras, por ejemplo Yahuarango, toman mas tiempo de lo normal, pues para caer se necesita altos RPM, bajos pesos, luego, perforar con bajos pesos no es rentable, habría que considerar realizar la caída en una formación blanda o simplemente llegar al objetivo en forma tangencial como en un pozo tipo “Slant”, así se evitaría además cambios de sarta y/o de broca aumentando tiempos de viaje y consecuentemente costos.

- Un conjunto de fondo que responde efectivamente a los cambios de parámetros de perforación en las secciones de mantenimiento de inclinación y dirección es el “Short Lock Assy” : 0’ - 15’ - 45’ con un monel corto para minimizar interferencias.
- De la experiencia en campo hay que vigilar constantemente los problemas en los pozos que aparentemente se reducen de diámetro, en estos casos hay que circular y rimar a la vez, se debe de reformular el lodo de perforación para minimizar este problema.

Finalmente se puede afirmar que es vital mantener actualizada una base de datos con información geológica, cambios en las formaciones, que nos permita anticipar ciertos problemas que pudieran surgir en la perforación de los pozos siguientes en la zona.

5. APLICACIONES DE CAMPO EN EL LOTE VIII

5.1 Generalidades

La perforación direccional de pozos tipo “S” en Selva se viene utilizando aproximadamente desde el año de 1978, en sus comienzos, los trabajos direccionales se perforaban en trayectorias del tipo “J” (“Slant”) hasta alcanzar el objetivo, disminuyendo algunas dificultades de operación tal como el arrastre severo de la sarta en los pozos tipo “J”. El desarrollo y control actual de la trayectoria dirigida tipo “S” de los pozos en Selva se realiza con motor de fondo (inicio de la desviación), conjuntos de fondo rotarios, sistema de medición de fotos magnéticos simples (Single Shot), sistema de medición mientras se perfora (MWD) y brocas de PDC (Compacto de Diamante Policristalino) y tricónicas. En los últimos pozos las brocas tricónicas se usan solo cuando existen problemas de orientación y empaquetamiento de las brocas de PDC. Antes de 1992 el desarrollo de la perforación direccional se realizaba con motor de fondo, conjuntos de fondo rotarios, sistemas de medición del Single Shot y brocas tricónicas, a partir de 1993 durante el proyecto Corrientes-Pavayacu (ver fig. 2) se realizaron importantes mejoras en la perforación direccional, se inicia el uso en forma

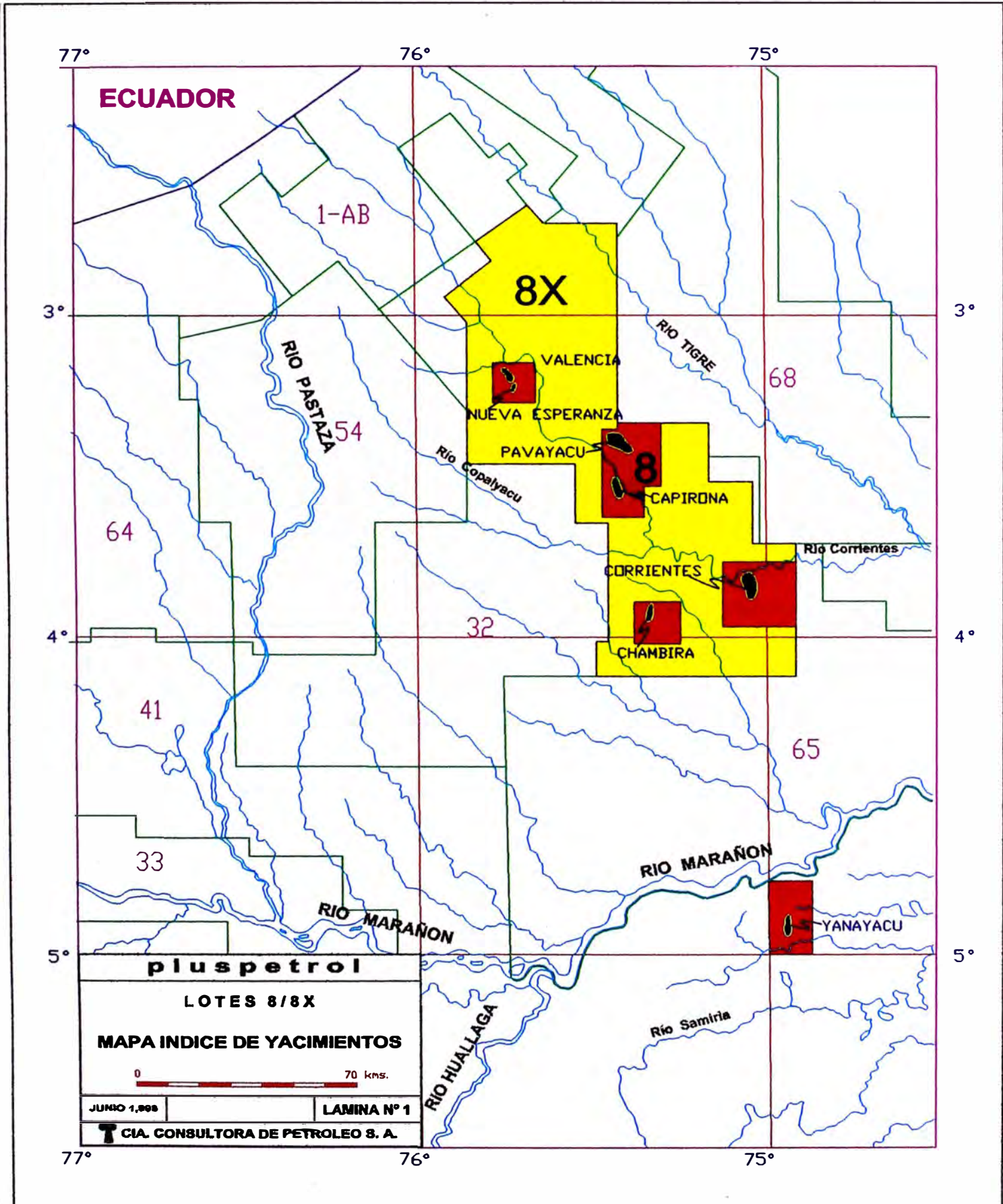


Fig 2

combinada de los conjuntos de fondo rotarios con brocas de PDC y tricónicas, logrando reducir los tiempos de perforación en pozos dirigidos tipo “S” de 3000 m, 3200 m y 3800 m y separaciones horizontales hasta 1000 m. Los conjuntos de fondo rotarios se optimizaron de acuerdo a las características litológicas de las formaciones en Selva, para las distintas secciones que consta la trayectoria dirigida tipo “S”, esto permitió un adecuado control de la trayectoria hasta alcanzar el objetivo y además permitió reducir los tiempos de perforación. Aproximadamente el 50 % de los pozos perforados por Petróleos del Perú en Selva Norte son pozos dirigidos siendo en su mayoría del tipo “S”, ver fig. 3. Los pozos direccionales fueron y son perforados desde plataformas piloteadas y de terreno firme, siendo en promedio de tres a cinco pozos dirigidos por plataforma.

La aplicación de la trayectoria tipo “S” en Selva se realiza por las siguientes razones:

- Alcanzar objetivos múltiples en forma vertical en el tramo de interés de 8.5”.
- Culminar la trayectoria dirigida en el tramo intermedio de 12 1/4”.
- Reducir los problemas de perforación, principalmente de agarre por presión diferencial, al perforar el tramo de producción de 8.5” en forma vertical.
- Reducir el costo del servicio de control direccional, finalizando el control en el tramo intermedio de 12 1/4”.
- Por el espaciamiento horizontal promedio de 500 m a 800 m requeridos para producir (drenar) las arenas de interés de los campos principales como Corrientes y Pavayacu.

5.2 Consideraciones Técnicas en la Planificación de Pozos tipo “S” en Selva :

Características de las Formaciones:

Las distintas formaciones que atraviesan la trayectoria dirigida en pozos de Selva no presentan casi ningún tipo de buzamiento en su estratificación, la dureza de las formaciones son: blandas a medianamente blandas. Las formaciones pertenecen al Terciario y su constitución litológica es básicamente: arcilla.

**PERFORACION DIRECCIONAL TIPO "S"
SELVA NORTE**

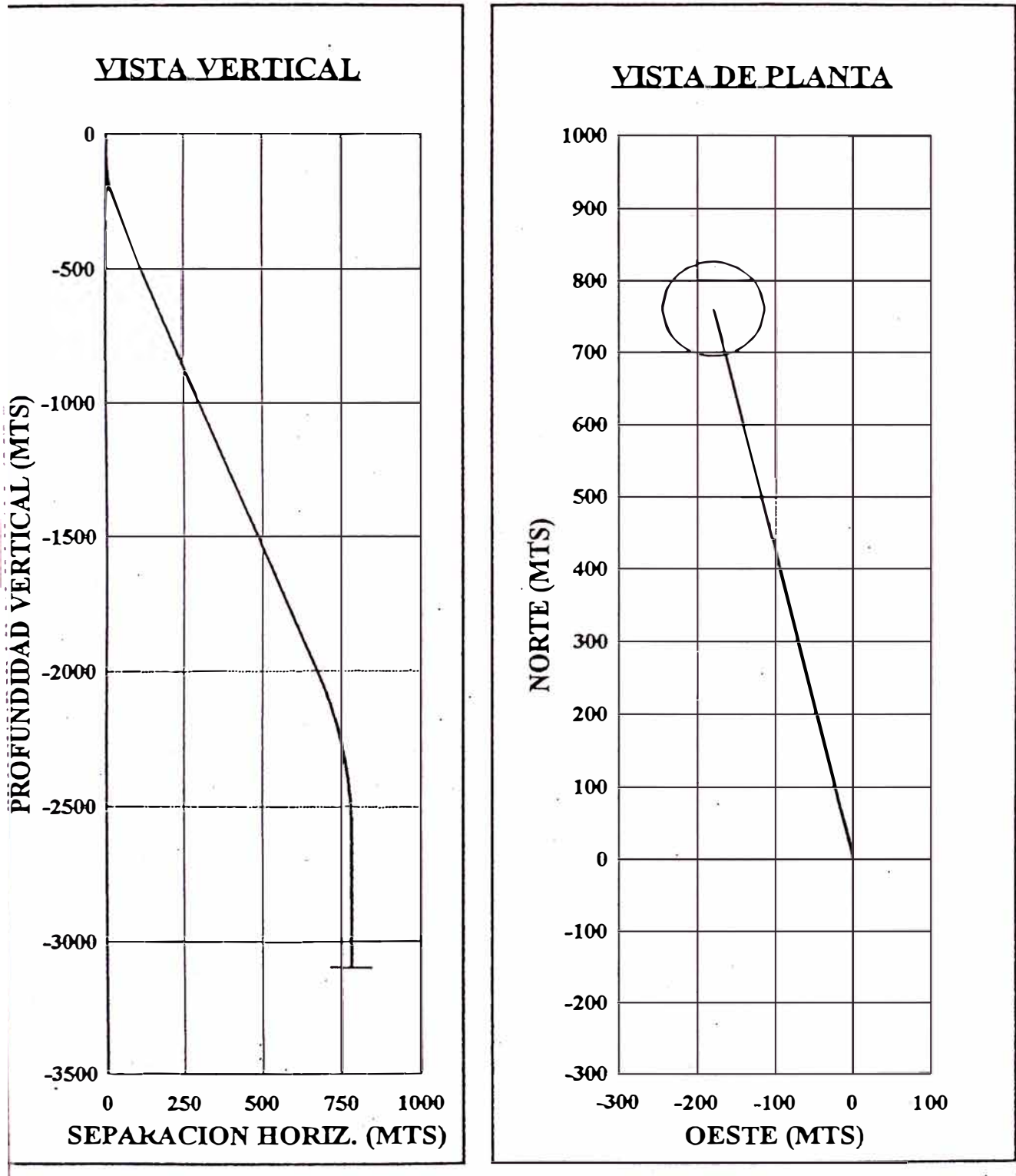


Fig 3

Objetivos:

Los objetivos de los pozos en Selva se ubican en las Formaciones de Vivian y Chonta (arenas Cetico y Pona), a profundidades verticales de 2700 m, 2800 m, y 3000 m., siendo dos reservorios que normalmente se explotan. Las arenas de interés pertenecen al Cretáceo. Ver fig. 4. A continuación se describen los pasos seguidos antes y durante una operación de perforación direccional óptima en el lote 8:

Preparación :

El primer y quizás más importante paso que se toma en cuenta para optimizar la ejecución de la perforación cuando se usan motores dirigibles, es la preparación de un plan de pozo bien detallado. El proceso de evaluación actualmente incluye los siguientes factores:

- 1.- El análisis de reportes de perforación direccional de pozos vecinos perforados con el sistema convencional para determinar las condiciones del área de perforación y las tendencias de las formaciones.
- 2.- Analizar los antecedentes que se tengan sobre brocas utilizadas en pozos vecinos para determinar su tipo, condición y duración de las mismas, por ejemplo: el desgaste en diámetro de la broca anterior, o cambios de una broca de conos a una de PDC.
- 3.- Analizar la litología para determinar las características de perforación y la secuencia de formaciones. Esto ayuda en la selección de una broca que pueda servir para perforar todo el intervalo.
- 4.- Planificar la trayectoria del pozo, se debe calcular la tasa de incremento, el ángulo de inclinación final y el largo de la tangente.
- 5.- Analizar la capacidad del equipo de perforación (“rig”) incluyendo la potencia, las bombas y los límites de presión de las mismas.
- 6.- Diseñar la parada de tubería y el ensamblaje de fondo de pozo tomando en consideración las propiedades dinámicas del tamaño y colocación de los estabilizadores.
- 7.- Analizar y calcular la hidráulica del pozo para optimizar la hidráulica de la broca y el motor, tomando en consideración el tipo de sarta de tubería, la formación geológica, el revestimiento y las limitaciones hidráulicas del equipo de perforación.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERAL SELVA NORTE

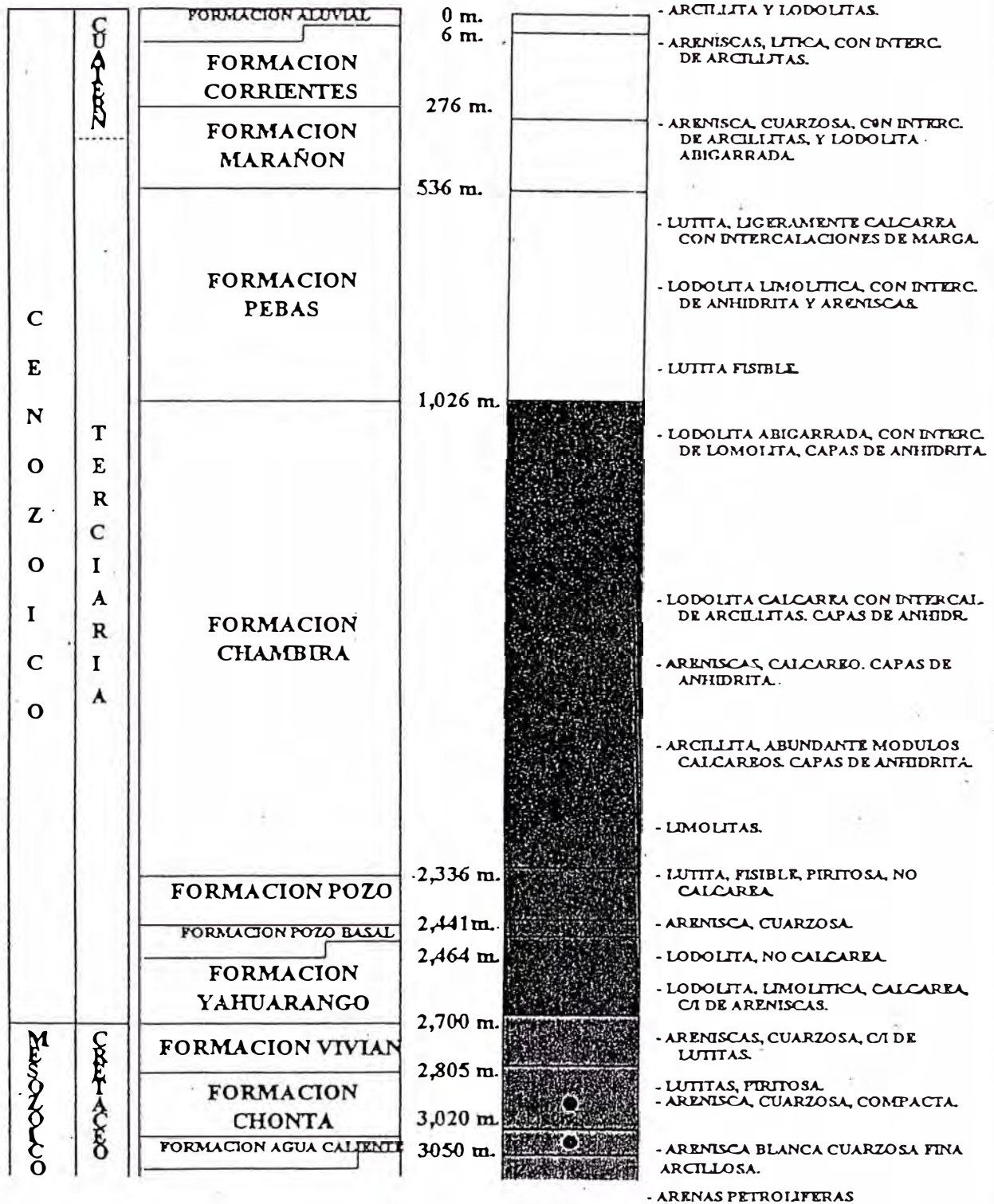


Fig 4

8.- Hacer recomendaciones sobre procedimientos de operación para optimizar el sistema de ejecución en base a indicaciones de sobretensión registradas en corridas anteriores, todos los aspectos de la condición del lodo, viscosidad, contenido de arena, LCM, etc.

Los objetivos a alcanzar en la corrida son discutidos entre el operador y el contratista, llegándose a un acuerdo sobre las características de los equipos y herramientas que intervienen, así como los detalles de ejecución.

Punto de Desviación , KOP (Kick Off Point) :

El inicio de la desviación se realiza a las profundidades verticales de 50 m a 150 m (tramo de 17-1/2”). La desviación se realiza en la formación Corrientes de litología arenosa, utilizándose para ello motor de fondo. Cuando se realiza el KOP a 50 mts. se necesita menor ángulo y menor tiempo de uso de motor para construir la curva que para empezar el KOP a 150 mts. El rendimiento de torsión del motor está gobernado por el peso en la broca y la interacción de la broca y la formación geológica, la fuerza reactiva angular de la parada de tuberías también afecta la reacción torsional.

Cuando se está perforando con presión constante sobre la broca, un cambio geológico que tienda a aumentar la torsión de la broca hará que la cara de ésta se vuelva hacia la izquierda, mientras que las formaciones que tiendan a disminuir la torsión, harán que la cara de la broca se vuelva a la derecha. Si la mesa rotaria está parada, el ángulo de la cara de la barrena se puede mantener en un ángulo constante mediante variaciones en el peso sobre la broca.

No se recomiendan disparos de “Single shot”, instrumento de medición que se explica en la parte de anexos, excepto en los casos donde el pozo tenga poca profundidad o en casos en que el control direccional no es crítico, en el caso que se usen disparos sencillos de Single Shot, el estimado de torsión reactiva debe ser planificado más cuidadosamente pues no se saben los resultados de esa orientación hasta que se hayan perforado por lo menos 40 pies en la orientación estimada. En estos casos, los detalles de reportes anteriores de casos similares pueden ayudar.

Orientación de la Trayectoria :

La dirección de la trayectoria en la sección del incremento del ángulo (tramo 17 1/2") generalmente se orienta a la izquierda del centro del objetivo con el fin de compensar el giro a la derecha de los conjuntos de fondo rotarios. De acuerdo a la experiencia de los pozos perforados, el ángulo de compensación o "conducción" ("lead") es de 3 ° a 5° hacia la izquierda de la dirección programada al usar brocas tricónicas y de PDC.

Antes de bajar al pozo, la parte superior del motor dirigible debe ser orientada hacia arriba mediante una línea indicadora, durante la perforación direccional en si la tubería no está rotando, lo que permite que la broca siga un radio predeterminado, las lecturas del sistema MWD deben de ser tomadas en cuenta de modo que el motor dirigible se orienta cuando se requieren correcciones en la trayectoria, al hacerla esta debe ser lenta, la velocidad de rotación en que solo lo hace el motor dirigible (Powerpak en modo "sliding") es como promedio de 130 RPM, según especificaciones de fabricante y caudal de circulación que se está aplicando.

Aumento del ángulo vertical :

La gradiente de incremento de ángulo usado en la desviación de pozos en Selva es de 2° / 30 m.

Sección de incremento de ángulo :

Esta sección se realiza en el tramo de 17 1/2" hasta alcanzar el máximo ángulo programado, usando motor de fondo .

Tramo recto:

Esta sección del pozo tipo "S" se desarrolla en el tramo de 12 1/4" usando conjuntos de fondo rotarios. El control de los ángulos de la trayectoria (inclinación y dirección) se desarrolla aplicando los parámetros mecánicos de peso sobre la broca (WOB) y las revoluciones de la mesa rotaria (RPM). En esta fase la perforación rotatoria es mas rápida y segura de controlar a través del uso de conjuntos de fondo empacados, aquí el BHA es diseñado de modo que pueda rendir un máximo de operación rotatoria para optimizar la penetración y a su vez ofrezca control direccional cuando esto se requiera, para el caso de Selva tenemos :

En formaciones blandas y medianamente blandas, (del tipo: Corrientes, Marañón y Pebas) se recomienda el siguiente BHA :

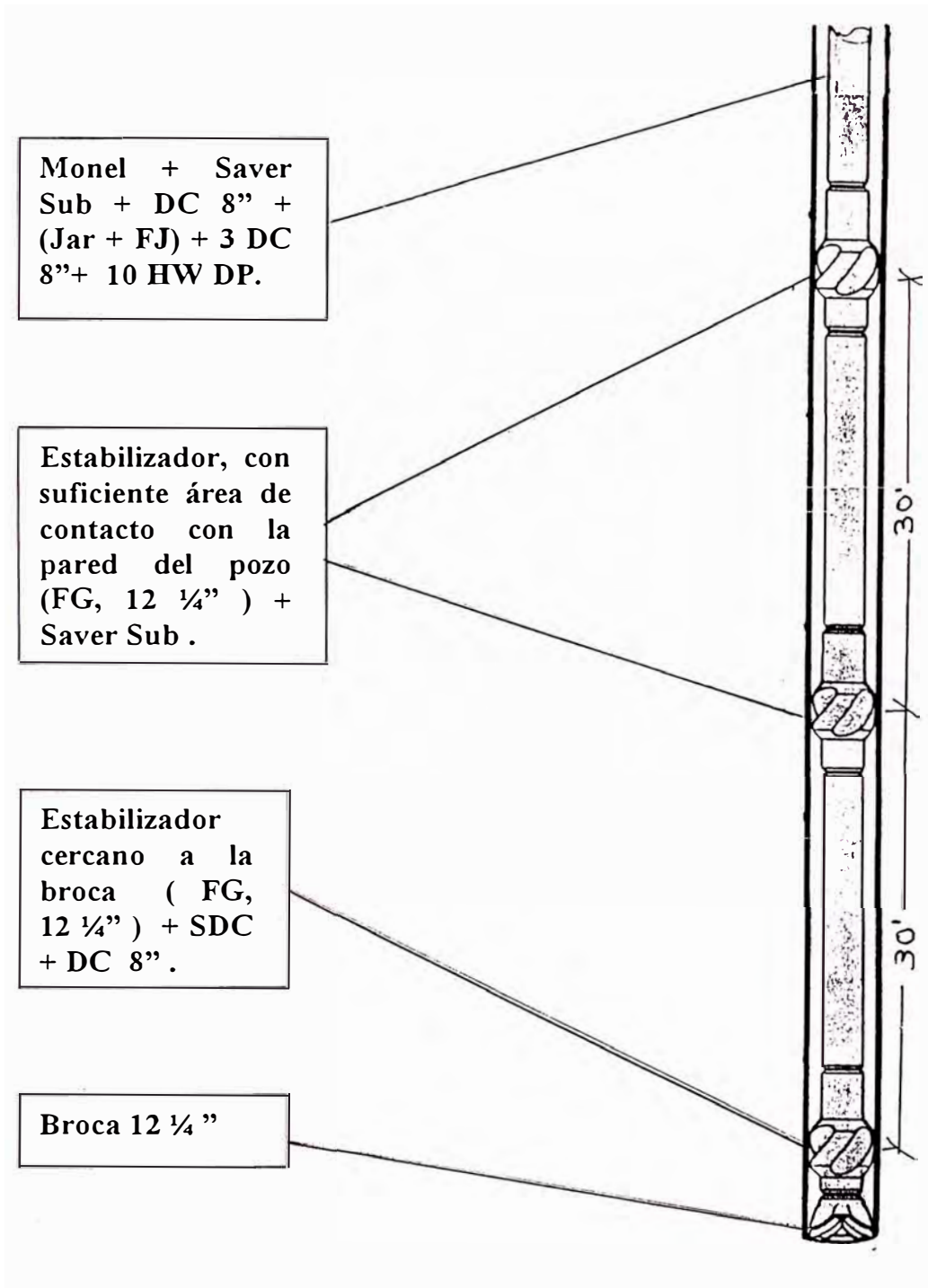


Fig. 4a

El juego ilustrado líneas arriba permite :

- Aumento de duración de la broca, porque imparte más estabilización.
- Incremento de los regímenes de penetración, porque sobre las brocas estabilizadas se pueden aplicar pesos óptimos mayores.
- Reduce los resaltos y las espirales del pozo.
- Limita los repentinos cambios de ángulo del pozo y los pateperros.
- Resiste moderadamente los cambios de ángulo del pozo .
- Reduce en esta sección del conjunto de perforación la tendencia al pegamiento por presión diferencial.

Tramo de caída del ángulo:

Se desarrolla también en el tramo de 12 -1/4” con una gradiente de caída de 1°/ 30 m., usando un conjunto de fondo rotario pendular de 45 a 60 pies.

Severidad de la “pata de perro”:

Una severidad de la “pata de perro” de 2.5° a 3.5°/ 30 m se considera una “pata de perro crítica” para las formaciones blandas (superficiales) de los pozos en Selva.

Posibles indicadores de “pata de perro” (Dog Leg) :

- Imposibilidad de perfilar al pozo.
- Imposible de bajar la tubería.
- Formación de ojos de llave.
- Excesivo desgaste en el casing.
- Excesivo arrastre (drag).
- Fatiga del DP y DC.
- Excesivo desgaste en el equipo de producción.

Para disminuir los “pata de perro” y sus efectos, las prácticas de perforación a implementarse son:

- Utilizar conjuntos de fondo empacados.
- Incluir rimadores en la sarta de perforación para disminuir los “pata de perro” y prevenir los “ojo de llave” (keyseats).
- Reducir la velocidad de rotación a través de los “pata de perro” para reducir el numero de esfuerzos revertidos.

- Utilizar drill pipe sin protección de tungsteno (Hard banding), para minimizar el excesivo desgaste del casing a través de un “pata de perro”.
- Utilizar casing con mayor espesor de pared a través del “pata de perro”.
- Disminuir la rotación fuera del fondo del pozo para reducir los esfuerzos revertidos innecesarios con máximo de esfuerzo tensional.
- Utilizar drillcollars cuadrados de tamaño muy cercano al diámetro del hoyo, dejando solo desgastarse a 1/16” de distancia al diámetro del pozo.
- Incrementar la frecuencia de inspección de los drillcollars.

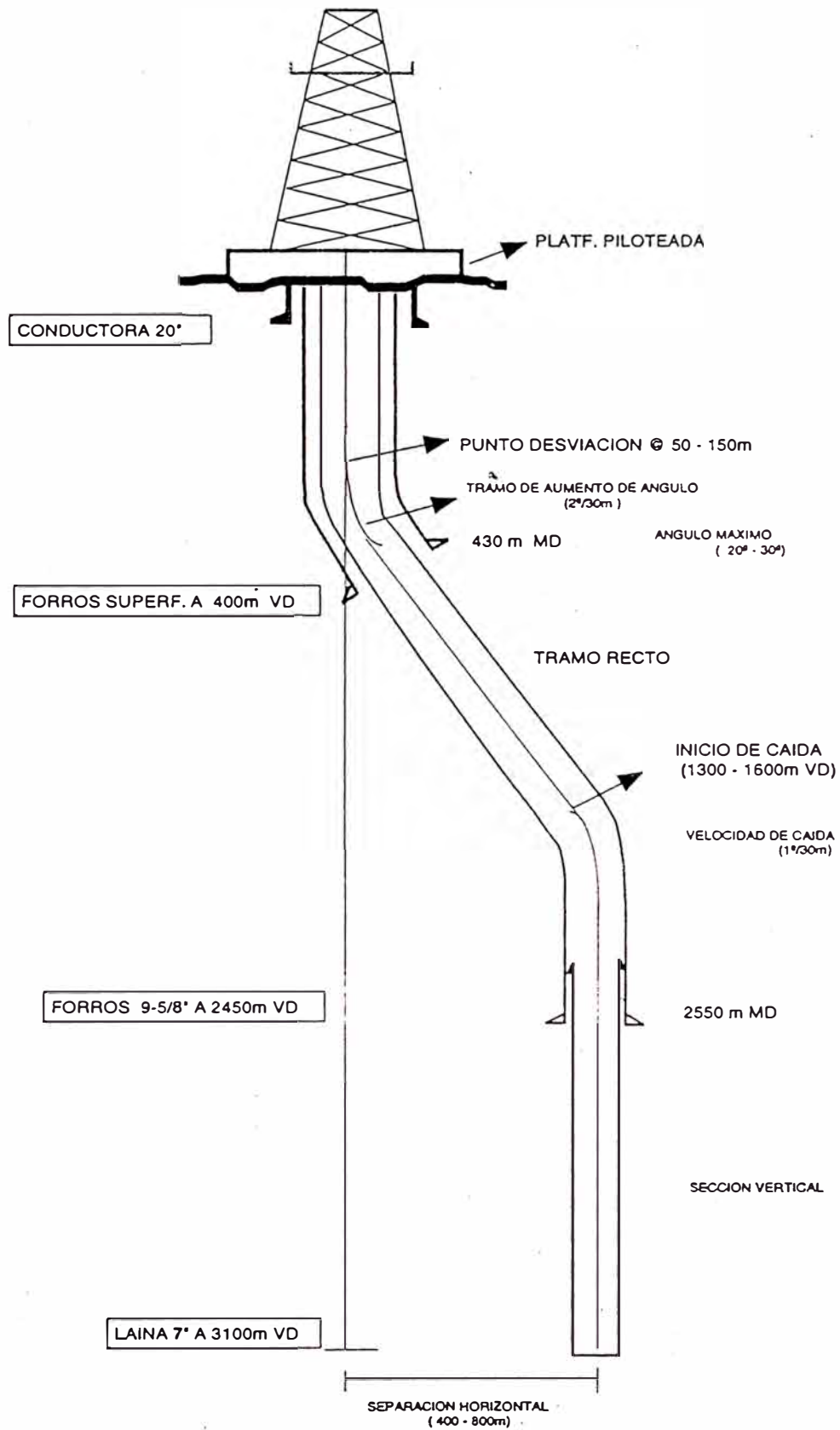
Cálculo de la Trayectoria :

El control de la trayectoria dirigida del pozo en los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección) se realiza mediante los métodos de radio de curvatura y/o de mínima curvatura.

La trayectoria tipo “S” permite el siguiente programa de entubado para las distintas secciones:

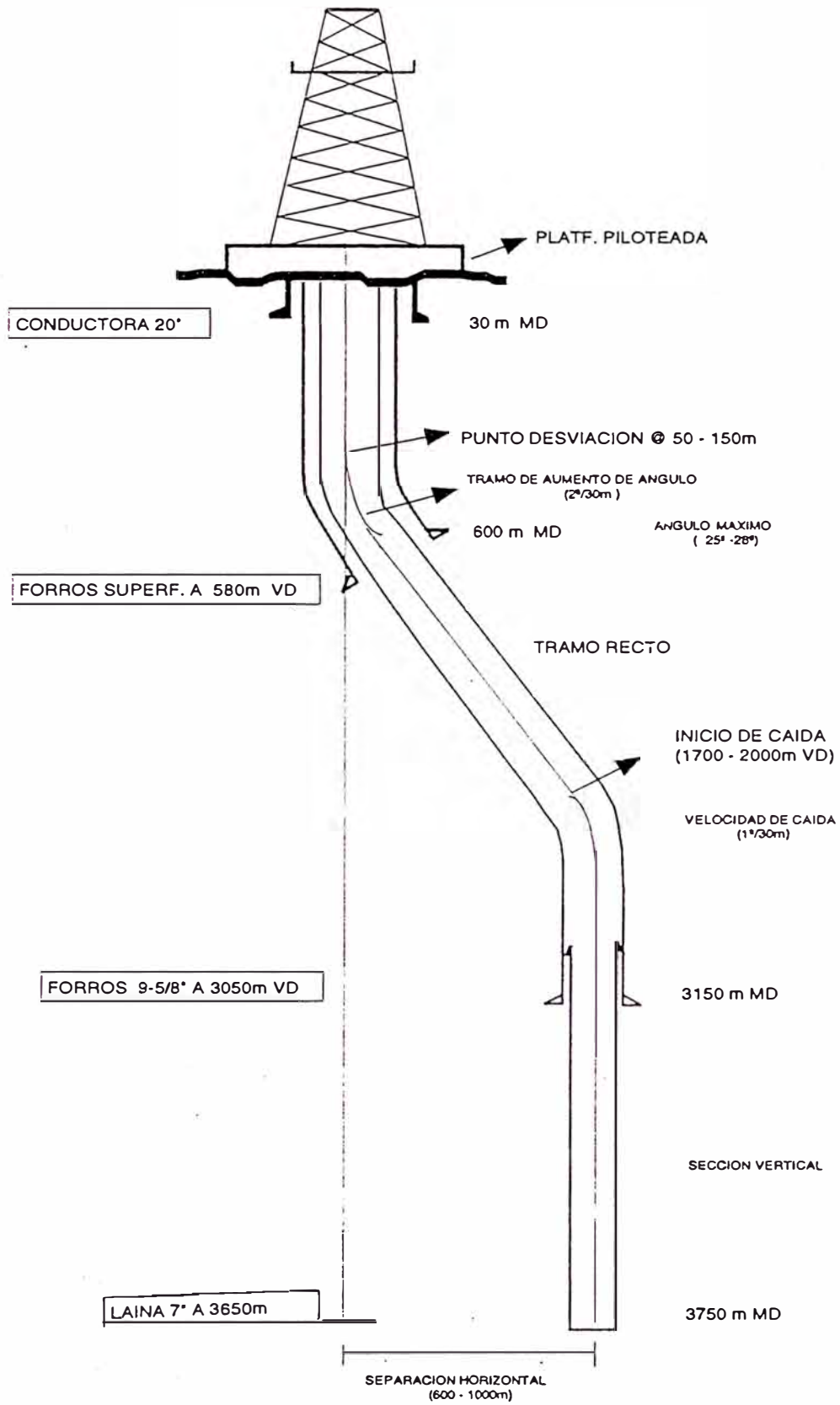
- Sección de incremento de ángulo: tubería de 13 3/8”(broca de 17 1/2”) a 400- 600 m.
- Secciones recta y caída del ángulo: tubería de 9 5/8” (broca de 12 -1/4”) a 2450m a 2950 m.
- Sección vertical : lina de 7” (“broca de 8-1/2”) a 3050 m - 3750 m.

En las fig. 5 y 6 se muestra un pozo tipo “S” entubado en los campos de Corrientes, Pavayacu y Chambira.



POZOS CORRIENTES-PAVAYACU TIPO "S"

fig. 5



POZOS CHAMBIRA TIPO "S"

fig. 6

Antes del año 1993, cuando se empleaba el sistema de medición “Single Shot”, el control direccional en la sección de incremento del ángulo se efectuaba con motor de fondo y conjunto de fondo rotario (para finalizar el incremento del ángulo).

Posteriormente con el sistema de medición MWD, (desde 1995) el control en la zona de inicio de desviación sólo se realiza con motor de fondo.

El comportamiento de giro (“camina”) que presentan las brocas de 12-1/4” de PDC y tricónicas con los conjuntos de fondo rotarios en la perforación de la trayectoria tipo “S” (secciones recta y caída del ángulo) es el siguiente:

- Formaciones muy blandas (intervalo de 400 a 1000 m): brocas tricónicas y de PDC con tendencia de giro hacia la derecha. En las PDC es más ligero el giro.
- Formaciones medianamente blandas (intervalo de 1000 a 2300 m): brocas tricónicas, tendencia de giro a la derecha y las brocas de PDC con tendencia moderada de giro a la izquierda.

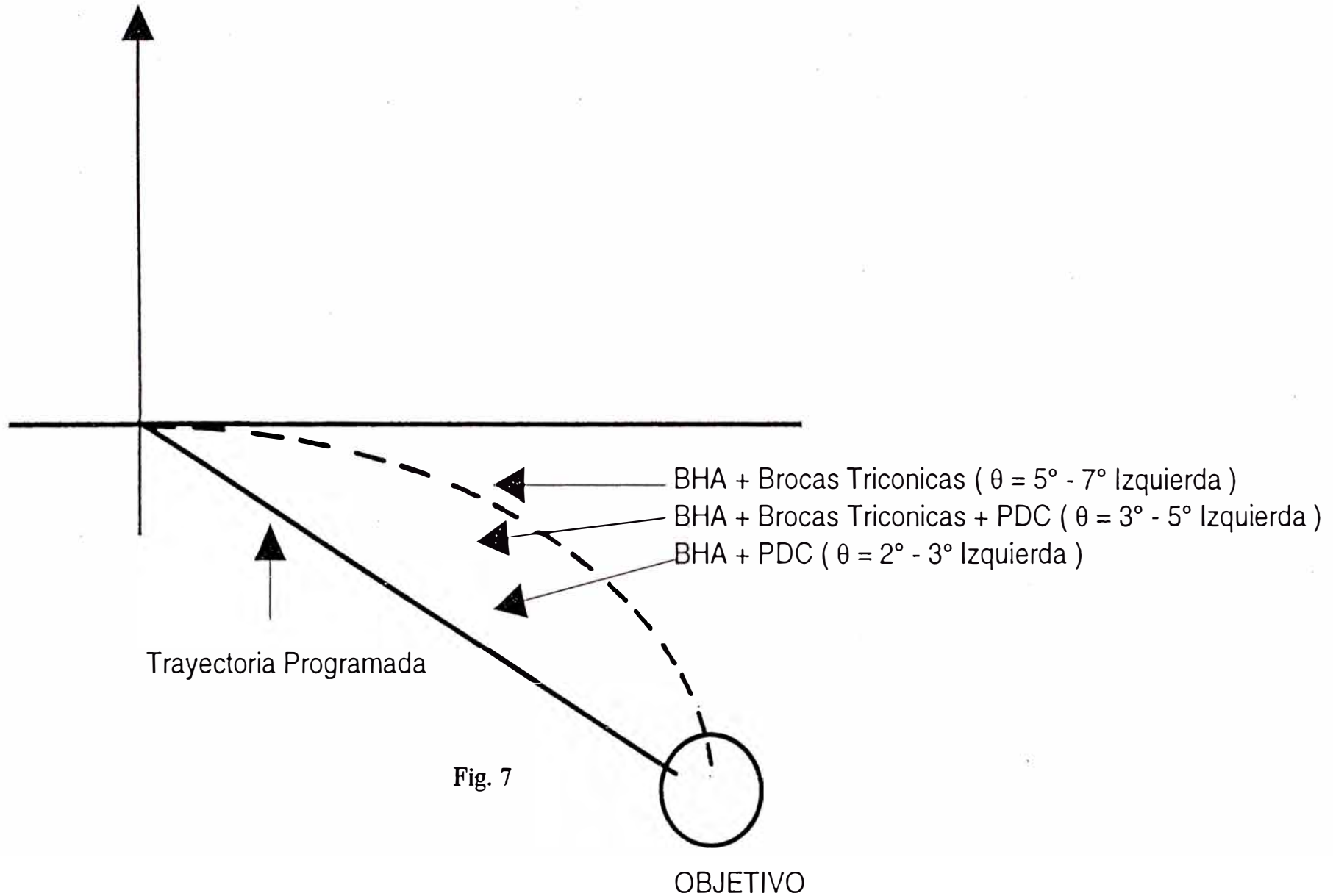
En base a la experiencia de giro que presentan los conjuntos de fondo con brocas tricónicas y de PDC de 12-1/4”, se ha establecido un rango de ángulos de compensación (“lead”) para orientar la trayectoria dirigida del pozo hasta alcanzar el objetivo, estos ángulos “lead” son:

- ◇ BHA con brocas tricónicas: 5° - 7° más a la izquierda de la dirección programada, (formaciones: Pebas – Chambira).
- ◇ BHA con brocas tricónicas y de PDC: 3° - 5° más a la izquierda (formación Chambira)
- ◇ BHA con brocas de PDC: 2°-3° más a la izquierda.(formaciones Chambira – Pozo)

En la fig. 7 se muestra la orientación de la trayectoria dirigida con los ángulos “lead” en pozos ejecutados en el lote 8.

Las correcciones en la dirección de la trayectoria (con motor de fondo) se han realizado debido a una inadecuada orientación del ángulo de compensación (“lead”), sobre todo al inicio del uso de las brocas de PDC.

ANGULOS DE COMPENSACION ("LEAD") USADOS EN ORIENTACION TRAYECTORIA TIPO "S" EN POZOS DE SELVA



La explotación de los campos en el lote 8 generalmente se desarrollan perforando pozos dirigidos tipo “S” con espaciamiento horizontal de 400 m a 800 m. Algunos pozos se perforaron hasta con 1000 m de espaciamiento.

Esta característica ha permitido diseñar la trayectoria para un pozo dirigido tipo “S” iniciando la desviación a profundidades verticales de 50 a 150 m con ángulos verticales máximos de 18° a 30° , el inicio de la caída del ángulo de 1400 m a 1700 m VD (Fm. Chambira), en zonas de dureza medianamente blandas, para reducir la formación de “canaletas” en caso de producirse cambios de curvatura (“patas de perro”) principalmente en el tramo de caída del ángulo. De igual forma favorece a verticalizar el pozo entre 2000 m a 2500 m VD (dentro del tramo intermedio de 12-1/4”).

Para la perforación de los pozos dirigidos tipo “S” en Selva se considera un rango de severidad crítica de la “pata de perro” de $2.5^\circ/30$ m a $3.5^\circ/30$ m. Por ello se usan velocidades de incremento y caída del ángulo vertical de $2^\circ/30$ m y $1^\circ/30$ m respectivamente. Problemas de agarre de cañería, perforando la trayectoria dirigida tipo “S” se han producido principalmente por la formación de “canaletas” en las formaciones blandas a 500 m, 900 m y 1500 m VD de los Campos de Corrientes, Pavayacu y Chambira respectivamente. De 28 pozos tipo “S” perforados por Petroperú desde 1992 a 1996 en los campos de Corrientes, Pavayacu y Chambira, solo en tres se han presentado trabajos de “SideTrack” para solucionar los problemas de agarre de cañería en las zonas blandas (Fm. Pebas). Los problemas de agarre debido a la formación de “canaletas” se presentaron en los pozos 154D-Pavayacu (a 500 m), 164D-Corrientes (a 900 m) y 129D-Chambira (a 1500 m). ocasionaron un atraso de 29, 27 y 45 días en la perforación, respectivamente. El uso del sistema de medición MWD ha permitido optimizar el uso de los conjuntos de fondo rotarios (BHA) en el control de la trayectoria tipo “S”, aplicando con más eficiencia los parámetros mecánicos de WOB y RPM. Por ejemplo en los últimos pozos tipo “S” perforados con MWD se están utilizando: un BHA en la sección de incremento de ángulo, un BHA rotario para la sección recta y un BHA rotario para la caída del ángulo vertical.

El BHA rotario básico para perforar la sección recta de un pozo tipo “S” (controla la inclinación y dirección) es con estabilización en tres puntos : 0, 10 y 40 pies. Otros BHA son usados con estabilizaciones de: 0, 10, 40 y 70 pies y de 0, 30 y 60 pies, (Ver fig. 8).

CONJUNTOS PARA LEVANTAR EL ANGULO



BHA # 1 : Broca 17 1/2" + XO + NB + SS + Monel 8" + SS + SS + Monel 8" + SS + DC 8" + STB + 5 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 13 HW 4 1/2".



BHA # 2: Broca 17 1/2" + XO + NB Stb. + Power Pak @ 1.5° + Float + UBHO + Monel 8" + Saver Sub + Monel 8" + Saver Sub + 2 DC 8" + XO + 8 DC 6 1/2" + XO + 15 HW 5".

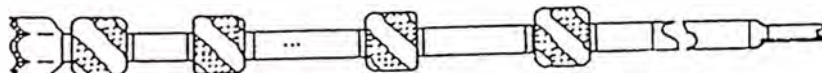
CONJUNTOS PARA MANTENER EL ANGULO



BHA# 1: Broca 12 1/4" + NB Stb (FG) + SDC + Float + Stb Sleeve (FG) + UBHO + Monel + Saver Sub + Stb Sleeve (FG) + Saver Sub + Monel + Saver Sub + DC 7 3/4" + (Jar + FJ) + 2 DC 7 3/4" + XO + 3 DC 6 1/4" + 15 HW DP.



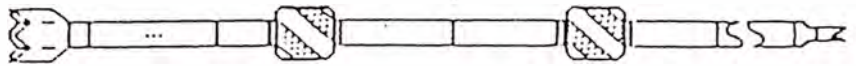
BHA # 2: Broca 12 1/4" + NB Stb. (FG, 12 1/4") + SDC + DC 8" + Stb. (FG, 12 1/4") + Saver sub + Monel + Saver Sub + DC 8" + Stb. (FG, 12 1/4") + (Jar + FJ) + 3 DC 8" + 10 HW DP.



BHA # 3 : Broca 12 1/4" + NB + SDC + STB + SS + Monel 8" + STB + Monel 8" + SS + STB + 1 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 15 HW 4 1/2"

Fig. 8 CONJUNTOS DE FONDO ROTARIOS UTILIZADOS EN POZOS TIPO "S" EN SELVA.

CONJUNTOS PARA BAJAR EL ANGULO



BHA # 1: Broca Tricón. 12 1/4" + BS + NMDC + SLIM -1 + 1 DC 6 1/2"+ STB 8 1/2" + 2 DC 6 1/2" + STAB 8 1/2" + 10 DC 6 1/2" + XO + 3 HW 5" + FJ + Jar 6 1/4" + 12 HWDP.



BHA # 2 : Broca 12 1/4" + BS + SDC + SS + Monel 8" + SS + STB + Monel 8" + STB + 4 DC 8" + XO + 9 DC 6 1/2" + 1 HW 4 1/2" + FJ + JAR 6 1/4" + XO + 23 HW 4 1/2".

Fig. 8a CONJUNTOS ROTARIOS

El BHA rotario (pendular) base para perforar la sección de caída de ángulo con velocidades de $1^\circ/30\text{m}$ a $1.5^\circ/30\text{m}$ es con estabilización a 60 pies. También se emplearon en varios pozos BHA pendulares de 45 pies con buenos resultados para una velocidad de caída de $1^\circ/30\text{m}$ con brocas de PDC, (ver fig. 8a).

El uso de brocas de 12-1/4" PDC en reemplazo de las brocas tricónicas en la perforación de la trayectoria "S" ha permitido lo siguiente:

- Reducir el tiempo de perforación en 2 días del tramo de 12-1/4" en el campo de Corrientes (14 a 12 días) y en 3 días del tramo de 12-1/4" en el campo de Pavayacu (10 a 7 días).
- Reducir el ángulo "lead" de 7° a 3° en el control de la orientación.
- Mayor velocidad de penetración en las formaciones blandas a medianamente blandas del tramo de 12-1/4" ; por ello tenemos:
 - ⇒ Intervalo de 400 - 1000 m: de 18 m/hr a 30 m/hr.
 - ⇒ Intervalo de 1000 - 2500 m: de 15-10 m/hr a 25-15 m/hr.

El sistema de MWD ha permitido reducir el tiempo total de los registros de desviación del pozo en 1 día (de 1.5 a 0.5 días) comparado con el sistema del Single Shot.

Además el sistema MWD ha logrado reducir en 1 día el tiempo de perforación de la sección de incremento de ángulo (de 2.5 a 1.5 días).

Debido a ello , el uso en el control direccional de las brocas de PDC y del sistema de medición MWD ha permitido reducir en 3 días el tiempo de perforación de una trayectoria dirigida tipo "S" en Selva (hasta el tramo de 12-1/4").

El tiempo promedio total del servicio direccional para pozos tipo "S" en los campos correspondientes al Lote 8 son:

- Campo Corrientes: 17 días
- Campo Pavayacu: 12 días
- Campo Chambira: 20 días

El tiempo promedio total de perforación actual de un pozo tipo "S" hasta alcanzar la profundidad final del objetivo en los campos del Lote 8 son:

- Campo Corrientes (3,200 m): 23 días.
- Campo Pavayacu (3,000 m): 18 días.
- Campo Chambira (3,800 m): 29 días.

En el anexo V se muestra la curva de avance de perforación antes y después de 1993.

Los tiempos promedio de perforación actual en los diferentes tramos de un pozo tipo “S” en Selva es:

- Campo Corrientes (año 1997):
 - tramo 17-1/2” (450m) : 1.2 días
 - tramo 12-1/4” (2500m): 12 días
 - tramo 8.5” (3200m): 2.5 días
- Campo Pavayacu (año 1996):
 - tramo 17-1/2” : 1.2 días
 - tramo 12-1/4” : 7 días
 - tramo 8.5” : 3.5 días
- Campo Chambira (año 1995):
 - tramo 17-1/2” (600 m) : 2.5 días
 - tramo 12-1/4” (3050 m) : 15 días
 - tramo 8-1/2” (380 m) : 4.5 días

La tubería de revestimiento de 20”, 13-3/8” y 9 5/8” en 6 días.

En el anexo VI se tiene un cuadro con los tiempos de perforación obtenidos en los tramos en los que se desarrolla un pozo tipo “S” en el Lote 8 (antes y después de 1993).

6. APLICACION DE LA TECNOLOGIA DE BROCAS PDC EN EL COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL

Inicialmente se usaron las brocas tricónicas de tecnología mejorada en los rodamientos, por ser estos los puntos de mayor desgaste. Se corrieron brocas con cojinetes de baja fricción y alta resistencia (serie ATJ) y los de cojinete de baja fricción y sello metal-metal. (serie ATM), de acuerdo a ello en el año 1993 para el area Pavayacu se observa que en el pozo 130D para el tramo de 12 ¼” este tipo de broca tuvo una velocidad de perforación de 12.8 m/hr y en la misma área, en el pozo 146D

para el tramo de 8 ½” la ATJ corrió a un máximo comparativo de 8.8 m/hr, posteriormente en el año 1994, durante la perforación del pozo 160D utilizándose broca de PDC de 12 ¼” y en el pozo 148D broca de PDC de 8 ½”, la velocidad de perforación con estas brocas alcanzaron ser de 27.5 m/hr y 17.2 m/hr, respectivamente, influyendo además en el control direccional del pozo, (ver anexos I y III). Previamente a la apreciación de las mejoras de la perforación direccional con brocas PDC se debe tener en cuenta que, para seleccionar adecuadamente una broca de esta tecnología, se debe tener en cuenta en seleccionar aquella cuya estructura de corte tenga un grado mas de dureza que las utilizadas en perforación convencional rotativa en la misma formación, recomendándose especificar la protección del calibre para la broca sujeta a cargas laterales, especificando también el área de flujo total de manera que no ocurra excesiva contrapresión que afecte el funcionamiento del motor de fondo.

Para observar las mejoras que involucran los cambios al perforar con brocas PDC tenemos la siguiente descripción del comportamiento de dichas brocas en diferentes pozos pertenecientes al Lote 8:

6.1 Comportamiento observado al perforar con brocas PDC de 12-1/4” :

1.- Aproximadamente en los primeros 350 m. del tramo de 12 -1/4”, se presenta tendencia de desviación del rumbo en 6° hacia la derecha con una velocidad de 0.5°/ 30 m, si dicha desviación es mayor el rumbo se debe corregir con motor de fondo y broca de dientes. Este intervalo comprende aproximadamente:

La base de la formación Corrientes: 150 m. (Fm. muy blanda)

El tope de la formación Marañón: 200 m. (Fm. blanda)

2.- Cuando se perfora la Fm. Pebas con broca PDC se desvía el rumbo hacia la derecha gradualmente en 0.1°/30 m. Durante la perforación de la Fm. Chambira los cambios de desviación son menores.

3.- La velocidad promedio de perforación de todo el tramo utilizando brocas PDC con tricónicas es aproximadamente de 20.5 m/h en pozos del área Pavayacu y 14.7 m/h en pozos del área Corrientes, (ver anexo I). Alcanzándose un máximo de 27.5 m/h

en el pozo 160D del área Pavayacu, (ver anexo I) y 18.0 m/h en el pozo 163D del área Corrientes, (ver anexo II). Se utilizan caudales de 560 a 850 gal/min. El HSI varía entre 2 a 2.8 hp/plg² y la presión entre 2400 y 3100 psi.

4.- La broca PDC no presenta mayor desgaste, por lo que puede ser reutilizable en otros pozos.

6.2 Comportamiento observado al perforar con brocas PDC de 8-1/2” :

El objetivo de utilizar brocas PDC de 8 1/2” era perforar todo el tramo, comprendido por las formaciones Yahuarango, Vivian, Chonta y Agua Caliente, en una sola corrida a velocidades de penetración rápidas y de esta manera reducir el tiempo de exposición del lodo de perforación frente a las secciones productivas. En pozos dirigidos, cuando se perforó el tramo de 8-1/2” se detectó desgaste por fricción en la pared interior del revestimiento intermedio al estar en contacto directo con la sarta de perforación. El uso de protectores de caucho en la tubería de perforación no es suficiente para evitar este efecto. El empleo de las brocas PDC en este intervalo redujo el tiempo de contacto de la sarta de perforación con el revestimiento, disminuyendo por lo tanto el daño en esta sección entubada. El tiempo de rotación en el tramo, por el uso de brocas PDC ha sido disminuido en 46 hrs en pozos del área Pavayacu y en 42 hrs. en pozos del área Corrientes, (ver anexo II).

1.- Se obtuvo mejor rendimiento en estas brocas, utilizando los siguientes parámetros hidráulicos:

Caudal : 400 gal/min

Caída de presión en la broca : 1440 psi

TFA : 0.3068 plg²

Presión : 2,400 psi

HSI : 5.92 hp / plg²

2.- Los parámetros mecánicos sobre la broca, en promedio son:

RPM	100 - 110
WOB	15 - 18 Mlbs.

3.- Las brocas PDC de 8-1/2" han logrado perforar en una sola corrida todo el tramo de producción (intercalaciones de formación abrasivas, compactas y de mayor resistencia). La aplicación de postes impregnados (híbridos) que son resultado de mejor manufactura y diseño en brocas PDC han reducido el desgaste por efecto del daño por vibración, lográndose así mayor vida útil de la broca.

4.- La velocidad de penetración promedio del tramo ha sido de 11.5 m/hr en pozos del área Pavayacu y de 12.7 m/hr en pozos del área Corrientes (ver anexo III). Alcanzándose un máximo de 17.2 m/hr en el pozo 148D del área Pavayacu (ver anexo III) y 16.9 m/hr en el pozo 160D del área Corrientes (ver anexo IV).

5.- Reduce la posibilidad de tener pozos sobredimensionados en cuanto a costos por el factor tiempo.

6.- Las primeras brocas PDC han tenido baja velocidad de penetración para perforar la formación Chonta. El mejoramiento en el diseño y manufactura de los cortadores y la matriz en la broca PDC han mejorado su eficiencia, (como ejemplo ver anexo VIII, de parámetros de perforación para brocas tricónicas y de PDC de 8 1/2").

6.3 Resultados obtenidos:

El control direccional del pozo se realiza teniendo en cuenta la formación a perforarse y el tipo de brocas (PDC o tricónicas) a utilizarse. Las brocas PDC tienen tendencia al desplazamiento del rumbo hacia la derecha cuando perforan formaciones blandas en +/- 0.5°/30 m. y a la izquierda cuando perforan formaciones de mayor resistencia. Se realiza el levantamiento del ángulo en el tramo de 17-1/2" a partir de 50 m. de profundidad luego del tramo recto programado utilizando motor de desplazamiento positivo de 9 5/8" y bent sub de 1.5° a 2.5°, se proyecta el rumbo inicial del pozo a 6° a la izquierda del rumbo programado para compensar el desplazamiento del rumbo hacia

la derecha provocada al iniciar la perforación con el uso de brocas PDC de 12 1/4". Luego de la aplicación de brocas PDC y mejoras en las prácticas de perforación aplicadas en pozos nuevos en áreas del Lote 8 se han observado resultados satisfactorios, consiguiéndose una reducción de tiempo y costo, las estadísticas que ilustran esta mejora nos lo demuestran así, del producto de esta experiencia se pudo y seguirá optimizándose la perforación de pozos en áreas del lote 8.

En el aspecto económico como un adelanto podemos observar en el anexo IV la comparación del costo unitario promedio (\$/mt.) por pozo en los tramos de 8 1/2" y 12 1/4" en el área Corrientes-Pavayacu, donde se utilizaron solo brocas tricónicas y PDC + tricónicas. Los resultados antes y después de la introducción de la tecnología PDC y el sistema MWD, se detallan más adelante, en la sección correspondiente a la evaluación económica.

7. ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION

7.1 Aportes Técnicos

La perforación dirigida tipo "S" en Selva está permitiendo explotar los reservorios (Vivian, Pona y Cético) sin mayores problemas operativos en la perforación del tramo de interés (hueco de 8.5"). El uso del sistema de medición mientras se perfora (MWD) y de las brocas PDC (compactos de diamante policristalino) han contribuido a mejorar la optimización de la perforación direccional (control direccional y tiempo de perforación).

La aplicación de un adecuado ángulo de compensación ("lead") en la orientación de la trayectoria en función a las tendencias de giro que presentan los conjuntos de fondo con brocas tricónicas y PDC, han contribuido a un mejor control direccional de la trayectoria. Esto evita correcciones de la dirección con motor de fondo.

El desarrollo de toda la trayectoria dirigida tipo "S" en el tramo de 17-1/2" y luego revestir con tuberías de 13-3/8", para pozos con separaciones horizontales cortas de 200 m a 350 m, contribuyen a perforar el tramo de 12-1/4" en forma vertical y con ello un menor riesgo de formación de "canaletas" severo. Esto también permite reducir los agarres de cañería y posibles trabajos de "side track".

7.2 Modificaciones en el Equipo de Perforación

Se ha optimizado y se está continuando la mejora de los componentes del equipo de perforación para ampliar y mejorar su capacidad de trabajo, condiciones mínimas para el uso de brocas PDC, siendo las más importantes las siguientes:

Bombas de lodo:

La primera mejora, fue el reemplazo de las bombas de lodo tipo OPI-350D por bombas OIM-H700B (laina de 4-1/2" a 6"), cada una accionada independientemente por dos motores de fuerza Cummins. Este cambio permitió mejorar la hidráulica de perforación

Mesa rotaria:

Los altos RPM que requieren las brocas PDC (por consiguiente mayor torque), se han conseguido anexando todos los motores principales al sistema de la mesa rotaria. Con ello se ha alcanzado hasta 200 RPM. Se hace una mención especial al sistema de automático: "Top Drive Drilling System" cuya aplicación permite el ahorro en 1/3 del tiempo de conexión de drillpipe, ejecuta maniobras de subir y bajar sartas, rotarlas, de manera que pueda liberarse tubería atascada como cuando se tiene los pozos reducidos en su diámetro por el exceso del cake de filtrado ("Tie hole"). El equipo Petrex 5849 viene operando exitosamente con este sistema, el cual tiene una capacidad de torque de: 10,000 a 15,000 lbs y un "Overpull" de 80,000 lbs.

Equipo de control de sólidos:

Perforar con brocas PDC significó incremento de la velocidad de penetración, principalmente al atravesar las formaciones Marañón, Pebas y el tramo superior de la formación Chambira, esto genera un aumento sustancial de incorporación de sólidos al sistema , en tal sentido se mejoró el sistema de control de sólidos con el cambio de las zarandas marca Brandt por zarandas del tipo Dual Derrick Flo line plus modelo 48, de movimiento lineal, con los detalles que se describen a continuación:

Para la etapa de 17 ½" se emplean tres mallas de corrugado piramidal (PMD) 80 x 80 mesh, para la etapa de 12 ¼" de 400 a 1500 m se utilizan dos mallas 140 x 140 mesh PMD y una de 80 x 80 mesh - plana, de 1500 a 2500 m, para la misma etapa se utilizan

dos mallas 180 x 180 mesh PMD y una de 140 x 140 mesh - plana, para la etapa de 8 ½” se usa tres mallas 180 x 180 mesh – PMD, la velocidad de vibración para las mallas de desplazamiento lineal en las tres etapas es de: 0.09” a velocidad de giro del motor de 1800 RPM, la inclinación graduable de las zarandas está en el rango de 0° a 5° con respecto a la horizontal.

Hidráulica:

El reemplazo de bombas OPI-350D de 350 HP de 2.35 gal/str al 95 %, con presión máxima de trabajo de 2200 psi por las del tipo OIME-700B y NATIONAL 9P-100 de 2.71 gal/str al 95 %, con presión máxima de trabajo de 3000 psi, ha permitido mejorar la hidráulica de perforación. En los inicios del uso de las PDC con las primeras bombas tipo OPI solo se disponía de un caudal de 600 gpm en el tramo intermedio de 12 ¼” lo que no era suficiente, ya que para realizar una buena limpieza de la broca y evitar su empaquetamiento al atravesar las formaciones plásticas de Chambira y Pebas; y para refrigerar los cortadores PDC, ya que estos pueden degradarse durante la perforación por efecto de la alta temperatura producida cuando cizallan la formación perforada, era necesario mejorar este caudal, hoy en día, con el cambio de bombas empleando un liner de 6” para la etapa de 12 ¼” se emplea un caudal promedio que va de 740 a 850 gpm y para la etapa de 8 ½” utilizando liner de 5 ½” un caudal que va de 450 a 700 gpm.

7.3 Análisis de Compresibilidad de la Roca (RSA), como alternativa para la selección adecuada de brocas PDC en Selva :

Antecedente :

El análisis de resistencia de la roca a la compresión (RSA), es un método cualitativo relativamente nuevo para calcular la dureza de la roca, es muy útil para determinar el tipo de broca a usar. Antes de la aparición de este método de medición, el análisis de dureza de las rocas se basaba en el uso de perfiles de la velocidad de las ondas sonoras, obtenidos de registros sínicos, como medio para reemplazar la medición directa o el cálculo de la dureza. Hace poco tiempo se han desarrollado programas para obtener el valor correspondiente a la resistencia a la compresión de rocas no confinadas (a presión atmosférica) usando la información de la velocidad sínica para computar un valor correspondiente a la dureza de la roca no confinada. Aunque este enfoque es mejor que el de usar directamente las velocidades sínicas, el cálculo de la dureza de rocas no

confinadas así obtenido es frecuentemente mucho más bajo que el de las rocas comprimidas (confinadas) que se perforan. La resistencia de la roca no confinada es su dureza a presión atmosférica.

Análisis de Resistencia de Rocas Confinadas :

Actualmente se ha desarrollado un programa de computadora que ayuda a seleccionar brocas de PDC. Dicho programa define más precisamente la dureza de la roca en lo tocante a su dureza confinada, valor que se aproxima a la dureza de las formaciones pozo abajo. El programa emplea registros sínicos y de rayos gamma, así como gran número de datos de ingreso de registros del lodo. Dentro de la escala de litologías para la cual es válido el programa, la dureza de las rocas se puede determinar con más precisión. El programa genera gráficos en formato de registros, que muestran trazas de los datos originales de los registros del lodo, la litología interpretada por la computadora, los valores calculados de la resistencia de la roca confinada y varios otros datos opcionales de las características mecánicas de la roca. Las figs. 9 y 9a., son gráficos que ilustran los resultados del programa computarizado de análisis de dureza de las rocas (RSA) correspondiente al pozo 161D, área de Chambira Este.

Identificación de Formaciones Perforables con Brocas de PDC :

Puesto que las brocas de PDC pueden reducir el costo total de la perforación, identificar las formaciones que se pueden perforar con ellas es muy deseable. Una broca de PDC debidamente seleccionada puede reducir substancialmente los costos, sin embargo, al elegir intervalos hay que tener sumo cuidado, ya que el uso de una broca de PDC en una formación inadecuada puede resultar muy costoso. Los siguientes son los dos métodos principales para determinar qué formaciones se pueden perforar con brocas de PDC:

- 1) El análisis de historiales (récorde) de brocas de pozos vecinos.
- 2) El uso de registros (perfilajes) de pozos.

Aunque los historiales de brocas siguen siendo el método principal para identificar aplicaciones de brocas de PDC, dichos historiales por sí solos no son siempre adecuados porque no suelen contener información acerca de la litología. En el mejor de los casos apenas tienen un resumen de los datos del lodo, del sistema hidráulico básico y de la información acerca de la clasificación de brocas emboladas, es decir, brocas empaquetadas por deficiencia en el lodo, bajo caudal o brocas con poca area de limpieza como es en el caso de las brocas PDC.

ROCK STRENGTH ANALYSIS

8-21-123X CHAMBIRA ESTE PETROPERU 11/16/95

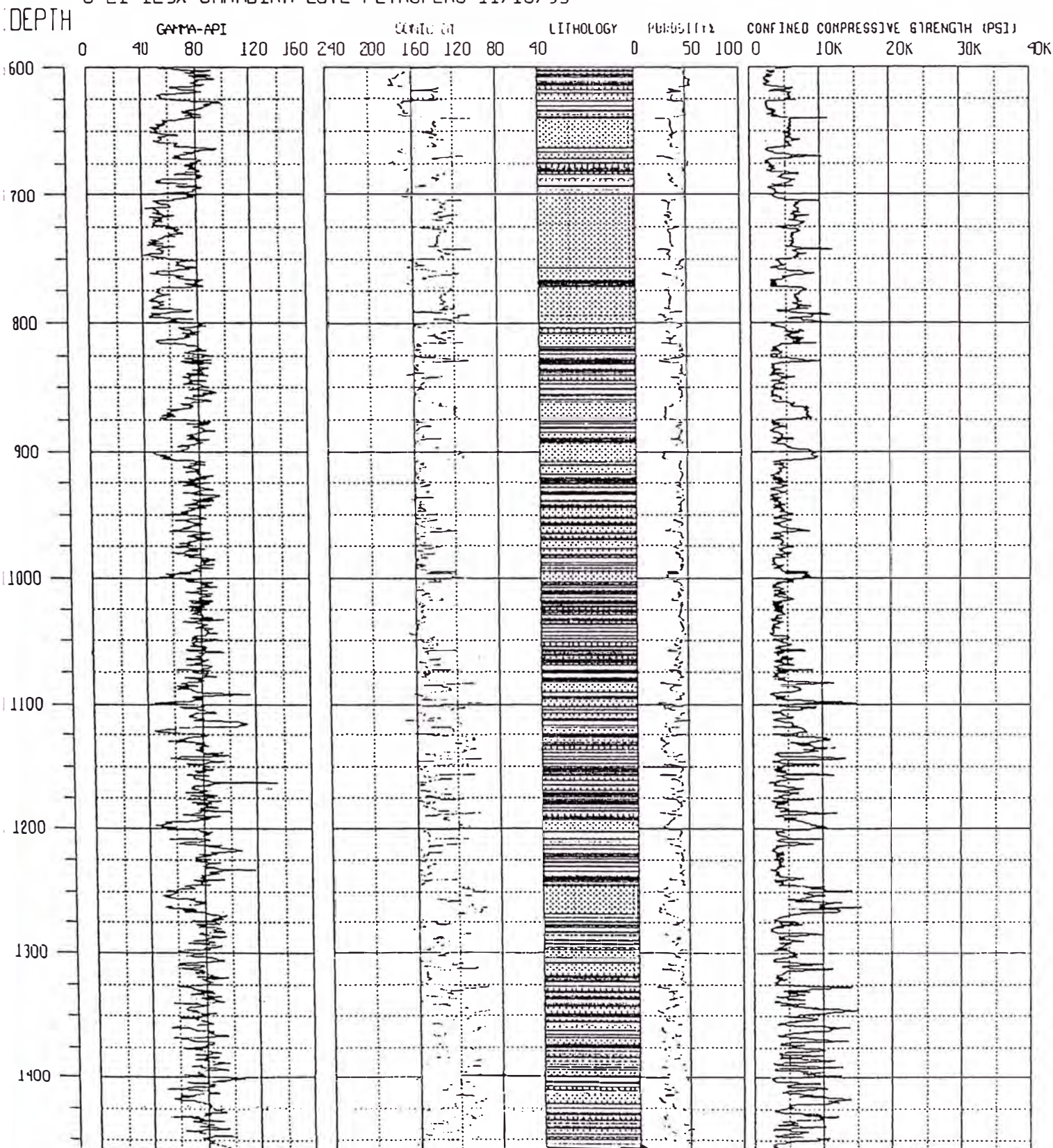


Fig 9

ROCK STRENGTH ANALYSIS

8-21-123X CHAMBIRA ESTE PETROPERU 11/16/95

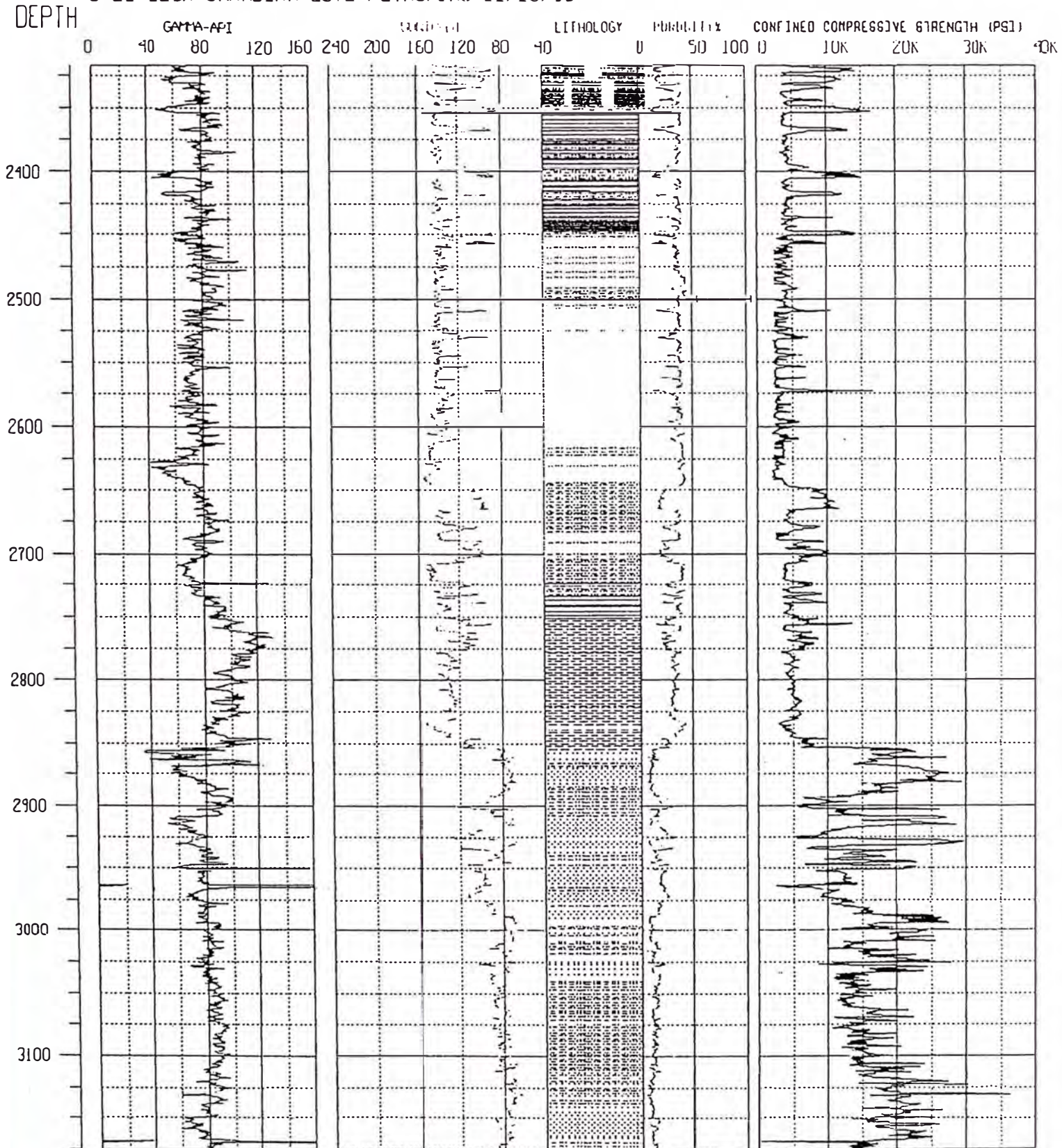


Fig 9 a

Cuando se vá a perforar con brocas PDC, el usuario en la mayoría de veces sólo cuenta con historiales del rendimiento de brocas tricónicas, de manera que sólo así irá adquiriendo experiencia e información de la influencia de la litología para optimizar la perforación con brocas de PDC. El análisis de registros de pozos es un método más reciente para identificar formaciones perforables con brocas de PDC. Los datos de los registros se usan para desarrollar un cálculo cuantitativo de la dureza de las formaciones.

Optima Selección de Brocas :

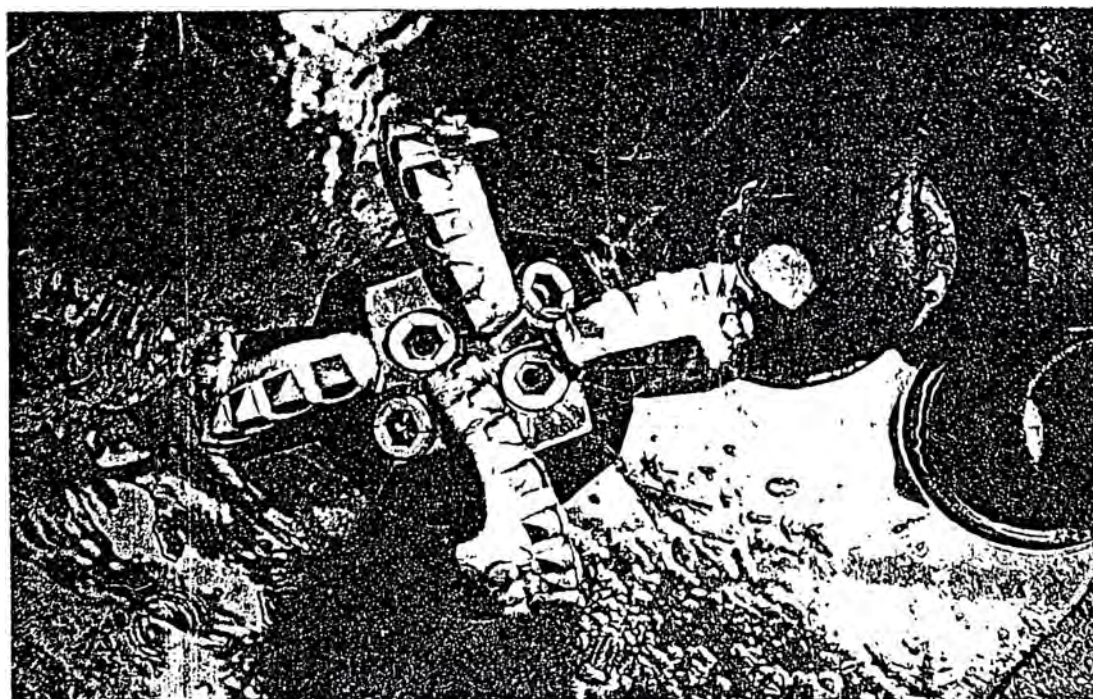
Los análisis actuales han determinado que para brocas convencionales de PDC con cortadores de 13 mm, el valor máximo a resistencia a la compresión de rocas confinadas es de 45.000 lbs/plg². Este límite representa la efectividad de los cortadores de PDC para vencer la resistencia a la ruptura (cizallamiento) de la formación sin que fallen los cortadores. Sin embargo, con brocas de PDC equipadas con alta densidad de cortadores de 8 mm se han perforado formaciones con resistencias de hasta 55.000 lbs/plg². Sin duda alguna, ese valor máximo aumentará con el desarrollo de nuevos diseños de brocas de PDC y con el perfeccionamiento de la tecnología de materiales. Los análisis indican que, dentro de diseños similares de brocas las características de perforación variaron en escalas específicas de dureza de formaciones, por ejemplo: pequeñas diferencias de diseño le permitieron a una broca perforar mejor intervalos de lutitas con intercalaciones de vetas duras. Más aún, algunos diseños de brocas soportaron mejor que otros los valores máximos (picos) de resistencia; ver la fig. 10, de un modelo óptimo de broca PDC, por su diseño y rendimiento para la perforación en el área de Chambira.

Parámetros de Perforación

La cuantificación de la resistencia de la roca es igualmente valiosa para establecer los parámetros óptimos de la aplicación de brocas de PDC. Las características de una formación dada se reconocen inmediatamente tan pronto como se ve la resistencia a la compresión de un pozo vecino. El análisis puede revelar la presencia de delgadas vetas de roca dura entrelazadas con intervalos de lutitas muy blandas. No sólo es posible seleccionar la broca óptima, sino que, ya prevista la existencia de trechos blandos, los parámetros de operación se pueden ajustar debidamente para minimizar el embolamiento de la broca o peor aún, la incrustación de arcillas que dificulten el rendimiento de las PDC.



BROCA PDC (IADC - S121)



Broca que tuvo excelente rendimiento para perforación de pozos direccionales en la formación Chambira , ya que resistió el embolamiento y no requirió de potencia hidráulica excesivamente alta para mantenerse limpia.

Fig 10

El programa de Análisis de Compresibilidad de la Roca (RSA), es eficaz en rocas homogéneas, isotrópicas y plásticas, que son las que más frecuentemente se atraviesan en la mayoría de cuencas sedimentarias, como es el caso en Selva Norte. Adicionalmente se ha desarrollado un método de interpretación litológica gráfica que describe en forma cualitativa las características de perforabilidad para la alternativa de selección adecuada de brocas tricónicas o de PDC, este método se basa en registros Gamma / Sónicos con apoyo cromatográfico para su interpretación y correlación.

Usos en el futuro :

La información que proporciona el programa de RSA ha servido de base para nuevos diseños de brocas y para modificar diseños existentes. A fin de desarrollar las brocas más indicadas para un yacimiento dado, el conocimiento del valor de la resistencia a la compresión de las formaciones es de gran ayuda para el diseñador.

7.4 Problemas en la perforación de Pozos Dirigidos, algunas acciones preventivas:

En toda perforación direccional se van presentando problemas adicionales a los conocidos en la perforación vertical, estos problemas afectan directamente los estimados de costo de perforación ya que el tiempo y material invertido en su solución así lo indican, (mayor tiempo de operación que el calculado para terminar la operación), históricamente, de un total de 30 pozos dirigidos del tipo “S” perforados desde 1993 al año 1996 en los campos de Corrientes, Pavayacu y Chambira, solo en tres se han presentado problemas de agarre de cañería por la formación de “patas de perro” y los consecuentes “ojos de llave”; estos son : el pozo 154D – Pavayacu (a 500 m., formación Maraón, de consistencia blanda), 164D – Corrientes (a 900 m., formación Pebas, de consistencia blanda) y 129D – Chambira (a 1500 m., formación Chambira, de consistencia medianamente blanda), todos a profundidades verticales, lo que ocasionó un atraso de : 29, 27 y 45 días en la perforación, respectivamente.

a) “Patatas de perro” (Dog Legs) muy severas; Al ocurrir un cambio brusco en la dirección y ángulo de inclinación de un pozo, se podría estar generando curvaturas muy severas en la trayectoria. Como para lo sucedido en el pozo 154D-Pavayacu, los signos

típicos para su detección son: aumento del torque y arrastre en la sarta de perforación. La medida del cambio de curvatura o sea el ángulo de la pata de perro está dada por:

$$\phi = \cos^{-1} [\cos \alpha_1 \cos \alpha_2 + \sin \alpha_1 \sin \alpha_2 \cos (\beta_2 - \beta_1)]$$

La severidad de la pata de perro (curvatura del pozo) en un intervalo está determinada por la siguiente expresión; (ver la fig. 9, de la sección 13.3.3 de Anexos y Tablas correspondiente al método de la mínima curvatura) :

$$DLS = 100 \left[\frac{\phi}{L} \right] \quad \text{ó} \quad 30 \left[\frac{\phi}{L} \right]$$

Donde :

ϕ = ángulo de la pata de perro.

α_1 y β_1 = ángulo de inclinación y dirección en el punto 1.

α_2 y β_2 = ángulo de inclinación y dirección en el punto 2.

DLS = severidad de la pata de perro, (cada 100 pies ó 30 mt)

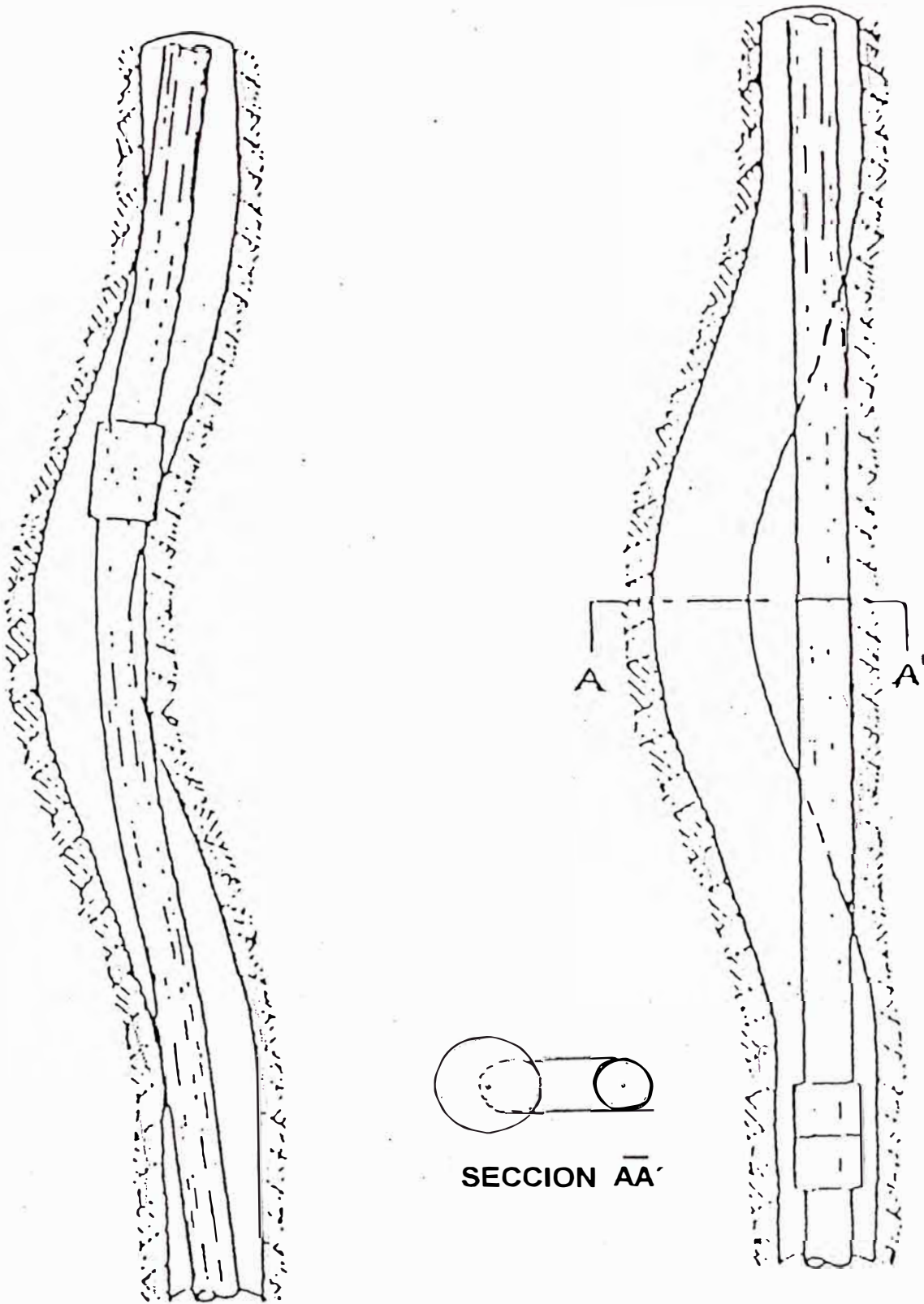
L = longitud entre los puntos 1 y 2.

Para comparaciones prácticas, adicionalmente podemos observar en el anexo VII, los ángulos de deflexión típicos en °/100' para diversos tamaños de pozos según motor de fondo y sustituto de desviación específicos.

b) “Ojo de llave”, (Key Seat); Al formarse una “pata de perro” la curvatura de ésta hace que la sarta de perforación que está en tensión trate de enderezarse, creando a su vez una fuerza lateral que la tubería utiliza para cortar el centro del arco mientras gira. Los casos típicos sucedieron históricamente en los pozos 154D-Pavayacu y 164D-Corrientes. Esta fuerza está en proporción con la cantidad de peso que cuelga por debajo de la “pata de perro”, también si la formación es lo suficientemente blanda como para que la tubería de perforación penetre, ver fig. 11.

Acciones preventivas:

- Evitar pata de perros severos o minimizarlos con la adecuada planificación en la tolerancia máxima para “dog-legs” vs la profundidad vertical.



FORMACION DE OJO DE LLAVE EN EL POZO ("KEY SEAT")

Fig 11

- Incorporar la herramienta de rimado (“key seat reamer”) en el diseño del conjunto de fondo (BHA) si es que el torque y el arrastre no es problema.

c) **Agarre por presión diferencial;** Esto ocurre cuando la tubería de perforación o el conjunto de fondo bloquea el flujo del fluido del pozo hacia la formación debido al contacto de éstos componentes con la pared del pozo. Si se tiene un horizonte permeable donde la presión hidrostática del lodo es más alta que la presión de la formación, la pérdida de fluido puede ser considerable hacia la formación formándose a su vez una costra en la pared del pozo, la que al incrementarse entra en contacto con la superficie de la tubería que es “succionada”, lo cual hace que la sarta de perforación se atasque por presión diferencial. Esta fuerza de succión se manifiesta según la longitud de la sección de contacto y la diferencia entre la presión del lodo y la formación a través de signos tales como el de alto torque o sobretensión luego que la tubería se ha detenido, presión sobrebalanceada al BHA y la formación de un alto espesor de filtrado de lodo en las pruebas correspondientes, ver fig. 12.. Cabe mencionar que el agarre por presión diferencial se da muy esporádicamente en los pozos, ya que sabemos que el mecanismo de impulsión de los reservorios en Selva se efectúa por empuje de agua, de manera que no tenemos entrampados volúmenes significativos de gas o formaciones depletadas que generen este fenómeno.

Acciones preventivas que se toman actualmente en los pozos para minimizar el problema de succión por presión diferencial :

- Mantener el peso del lodo al más bajo nivel de seguridad, esto mantendrá la presión diferencial a través de la formación permeable al mínimo.
- Utilizar drill collars en espiral y estabilizadores en los conjuntos de fondo con el calibre adecuado (según diseño para el tramo respectivo)
- Reciprocarse la tubería con frecuencia.
- Minimizar la longitud del BHA, utilizar tubería pesada (heavy weight) en vez de secciones largas de drill collars no estabilizados.
- Evitar métodos de inspección de trayectoria del pozo que impliquen mantener estática la tubería por largos períodos de tiempo (utilizar MWD).

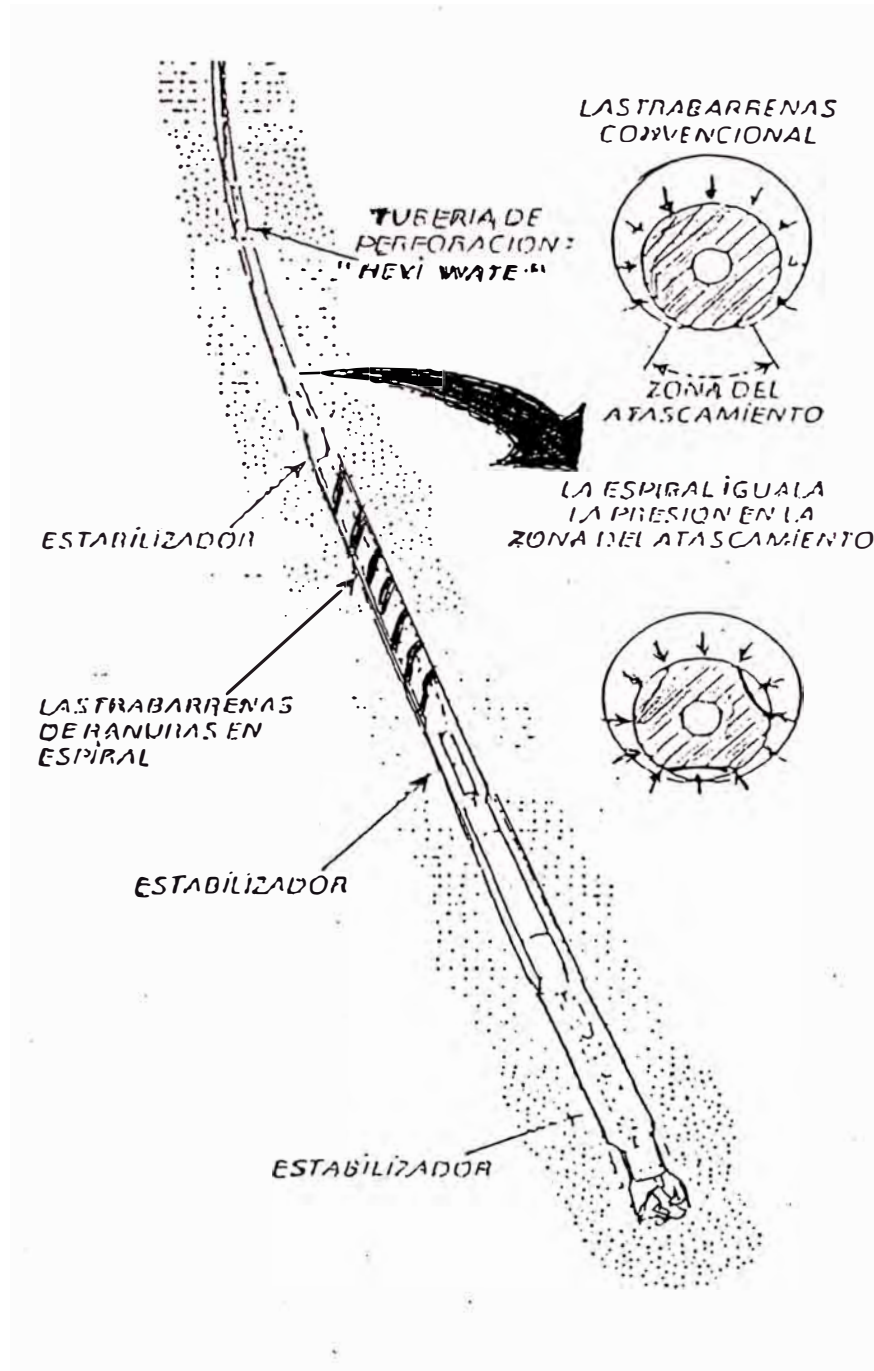


Fig 12 AGARRE POR PRESION DIFERENCIAL

- **Hacer frecuentes viajes con herramientas tales como el “roller reamer” para limpiar las zonas permeables del “cake” de filtrado, estas zonas deben ser, en lo posible, previamente identificadas a través de estimados de presión proporcionados por datos de pruebas DST o similares.**
- **Disponer de lubricantes líquidos, (Pipe-lax, Mill-lube 100, etc.) detergentes y surfactantes en prevención a posibles problemas de embolamiento de broca y para reducir el efecto de succión por pegado diferencial, aplicables en un intervalo de 4 horas como máximo para que tenga el efecto esperado.**

La fuerza requerida para liberar la tubería (“overpull”) se expresa por:

$$F = P \times C \times f$$

Donde:

P = Presión diferencial (presión del lodo menos la de formación) en psi.

C = Area de contacto entre la tubería y la pared del pozo.

f = Coeficiente de fricción entre tubería y pared del pozo.

d) Inestabilidad de las paredes del pozo; Durante la perforación o al finalizar algunas formaciones tienden a hacerse inestables, como fue el caso del pozo 154D, donde se tuvieron zonas de lutitas que contienen arcillas hidratables, esta inestabilidad puede causar derrumbes, acumulándose éstos en las botellas y la broca, lo cual origina que la tubería se agarre, esta inestabilidad puede tener origen en lo siguiente:

⇒ Formaciones fracturadas o no consolidadas.

⇒ Zonas de lutitas sobrepresurizadas.

⇒ Zonas de lutitas que contienen arcillas hidratables.

⇒ El flujo turbulento en el anular ocasionando erosión en las formaciones blandas.

Acciones preventivas:

- **Planificar adecuadamente la trayectoria identificando previamente las posibles zonas con los signos de inestabilidad líneas arriba descritos, para adecuar la inclinación y azimuth dentro de un rango de seguridad.**
- **Seguir un programa de lodos pre-establecido de acuerdo a las características de las formaciones que se van perforando.**

- Tener un plan de contingencia (viajes cortos, lodo lubricante, etc.)
- Para prevenir pérdidas por “cavernas” o “formaciones ladronas”, se debe tener en almacén: micas, cáscara de café, “quick seal”, etc. a fin de bloquear la zona de pérdida de fluido.

e) **Control de la trayectoria y Colisiones;** Para alcanzar un objetivo se sigue una trayectoria predeterminada utilizando conjuntos de fondo diseñados para tal fin, pero los factores que pueden ocasionar el cambio de trayectoria por afectar a dichos conjuntos son: Cambios de formación, excesivo peso sobre la broca o incorrecta selección de los conjuntos de fondo. En cuanto a las colisiones, éstas se producen sobre todo ante el desconocimiento de la trayectoria de los pozos vecinos, para minimizar este riesgo es importante variar la profundidad de inicio de la desviación y revisar los registros de la operación para conocer la posición de la trayectoria con respecto a los pozos adyacentes. Esto se efectuó antes de empezar la perforación en todos los pozos direccionales correspondientes al área de investigación Corrientes – Pavayacu, con el estudio de anti-colisiones de trayectoria efectuado con apoyo de un programa de computadora que posee la Contratista de Servicios.

7.5 Fluidos de Perforación e Hidráulica por sectores.

El sistema de lodos recomendable para los pozos típicos de Selva, tomando como ejemplo el pozo PA-1102D perforado en Marzo del presente año, perteneciente al lote de investigación del área Pavayacu, se diseñó de acuerdo a los siguientes objetivos :

- Inhibición de las arcillas.
- Estabilidad de las paredes del pozo.
- Eficiente limpieza del pozo.
- Reducir el coeficiente de fricción.
- Mantener el PH alcalino.
- Minimizar el daño de la formación.

Para tratar de obtener los beneficios en el pozo citado líneas arriba, el sistema de lodos se diseñó incluyendo los siguientes componentes :

- Supresores de hidratación.
- Reductores de filtrado y encapsulantes.

- Biopolímeros.
 - Alcalinizantes.
 - Lubricantes
 - Preservantes.
- Para la inhibición de las arcillas se empleó un polímero orgánico de carácter catiónico, el cual actúa como supresor de hidratación de las arcillas que se encuentran a lo largo del horizonte terciario en Selva, reduciendo la dispersión e incorporación de estas en el fluido, por tanto la renovación del fluido será mínima, manteniendo valores mayores a 4 lb/bbl se estará garantizando la máxima inhibición a los recortes y las paredes del pozo.
- Para la estabilidad de las paredes del pozo; esto básicamente se logró con un “cake” o filtrado con buena capacidad inhibitoria y propiedades viscoelásticas, lo que ayudó a mantener el sistema a valores de filtrado API menores de 12, como lo veremos en el programa de lodos típico más adelante.
- Eficiente limpieza del pozo; básicamente los equipos de control de sólidos se mantuvieron en óptimo estado de funcionamiento, con capacidad para procesar la tasa máxima de circulación, para ello se deben limpiar las trampas de arena cada 500 pies o 120 minutos. De igual modo la hidráulica se fue modificando en función del acarreo efectivo de los ripios de acuerdo a la potencia disponible en superficie, la modificación del TFA en la broca, el caudal, entre otros como lo veremos en el programa hidráulico correspondiente.
- Reducción del Coeficiente de Fricción; es importante destacar que se redujo el coeficiente de fricción del fluido con el fin de preservar la vida útil de la broca así como el conjunto de fondo de la sarta de perforación, el producto que se viene aplicando para tal fin está elaborado en base a productos orgánicos tales como el polipropileno glicol, el cual permite perforar a diferentes rangos de: alcalinidad, salinidad, dureza y temperaturas, contribuyendo a su vez a inhibir las arcillas.

- **Mantenimiento del PH alcalino; considerando que se espera atravesar formaciones con anhidrita, el PH a mantenerse será de 9 a 11 con la finalidad de reducir el Calcio en solución, el producto empleado para este caso fue la soda cáustica.**
- **Minimizar el daño a la formación; durante la perforación pueden generarse finos, estos sólidos pueden reducir la permeabilidad de la roca, además de ello se espera mejores productividades por la reducción del daño a la formación.**

A continuación tenemos un programa típico de lodos para un pozo direccional de desarrollo en el pozo PA1102D, campo de Pavayacu , donde se empleó por primera vez el sistema P.H.P.A. (Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada), el cual se combina con aditivos poliméricos que ayudan a mantener un valor adecuado de cedencia, superando incluso el uso del sistema “Flo-drill” y otros que generaban excesivos espesores de “cake” en las paredes de pozos perforados en la zona, esto, junto al uso de una broca seleccionada por sectores y la hidráulica anular correspondiente permite una operación eficiente en la perforación:

OBSERVACIONES:

Antes de iniciar la perforación se tuvo en cuenta, lo siguiente :

- **Debe existir suficiente abastecimiento de agua dulce hacia tanques del equipo.**
- **El lodo bentonítico debe ser preparado en los tanques de lodo a 8.6 lb/gl.**

PRIMERA ETAPA (0 - 30m.)

- **Perforar este tramo con agua dulce. Succionar el retorno de fluido con el chupador accionado por una de las bombas del equipo y enviarlo hacia los tanques del equipo.**
- **En la cementación de conductora acondicionar el hueco con tapón viscoso y desplazar el cemento con lodo nativo.**

SEGUNDA ETAPA (30 - 406 m.)

Volumen de lodo estimado : 700 Bls.

- **Para prevenir problemas de pérdida de circulación mantener la viscosidad de embudo del lodo por encima de 50 SSU.**
- **Tener en locación material obturante para remediar algún problema de pérdida de circulación.**

100 Sx. de semilla de algodón ó cascara de nuez.

50 Sx. de Kwick Seal.

- **Trabajo continuo del equipo de control de sólidos para evitar acumulación de arena en el tanque de succión, empleando tres mallas de corrugado piramidal de 80 x 80 mesh.**

TERCERA ETAPA (406 - 2,363 m.)

Volumen de lodo estimado : 2200 Bls.

Volumen de lodo recuperado : 1100 Bls.

- **Debido a la alta velocidad de perforación, controlar la capacidad de acarreo de sólidos del lodo verificando por zaranda el retorno de los recortes (cutting). Bombear píldoras viscosas de lodo para limpiar el hueco.**
- **Mantener el equipo de control de sólidos en operación continua y con buen rendimiento.**
- **Utilizar lubricantes en el sistema de lodo para reducir los arrastres y torque en la sarta de perforación.**
- **Con la finalidad de prevenir agarre de cañería por hidratación de arcillas y la formación de puentes realizar viaje corto hasta el Z. G. 13 3/8” en un periodo de 16 hrs. de perforación. Si el resultado de los viajes son satisfactorios incrementar los periodos por viaje a 24 hrs.**
- **Se utilizó el siguiente juego de mallas: para el intervalo de 406 m a 1,500 m : dos mallas de 140 x 140 mesh piramidales y una de 80 x 80 mesh, plana, para el intervalo siguiente de 1,500 m a 2,363 m se utilizó dos mallas de 180 x 180 mesh del tipo piramidal y una de 140 x 140 mesh plana.**

CUARTA ETAPA (2,363 – 3,003 m.)

Volumen de lodo estimado: 1,250 Bls., Recuperado: 1,000 Bls. Preparado: 250 Bls.

- Durante el fraguado de cemento, limpiar los tanques y bajar la densidad del lodo a 9.5 lb/gl.
- Acondicionar el fluido de perforación mejorando sus propiedades reológicas.
- Es importante mantener el filtrado API por debajo de 5 cc./30 min. frente a las formaciones productivas.
- El porcentaje de sólidos debe ser menor de 12 %.
- Se utilizó juego de tres mallas de 180 mesh cada una, del tipo piramidal.

PROGRAMA DE LODO – POZO : PA1102D

	E T A P A			
	PRIMERA	SEGUNDA	TERCERA	CUARTA
Intervalo (m)	0 - 30	30 – 406	406 - 2,363	2,363 – 3,003
Formación	Corrientes	Corrientes / Marañón	Marañón / Pebas / Chambira./ Lutitas Pozo / Pozo Basal / Yahuarango.	Yahuarango / Vivian / Chonta / Agua Caliente
Diámetro de broca	26”	17 ½”	12 ¼”	8 ½”
Tipo de lodo	Nativo	Bentonítico	P.H.P.A.	P.H.P.A.
Densidad (lbs./gl.)	8.8 – 9.0	9.0 - 9.5	10.0 – 11.5	9.5 – 10.4
Visc. Embudo (SSU)	40 – 45	50 – 55	60 – 70	60 – 70
Visco. Plástica (Cp.)		16 – 20	20 – 25	20 – 25
Punto Fluencia (lb/100ft²)		15 – 20	20 – 25	20 – 25
Geles (10” /10’)		8 –15 / 10 – 30	10 / 20	10 / 20
Sólidos (%)		< 8	< 10 – 15	< 12
Filtrado API (cc/30’)		< 15	< 12	< 5
Estabilidad Eléctrica (Mv.)			2000	1400 – 2000
Relación Petróleo / Agua			70 / 30	70 / 30

PROGRAMA DE HIDRAULICA
POZO PA- 1102D

	TRAMO DE 12,25"				TRAMO DE 8,5"
	1000	1500	1900	2360	3004
Profundidad (m)	1000	1500	1900	2360	3004
long.DC 8" (m)	35	35	35	35	—
long.DC 6.5" (m)	60	60	60	60	170
long.HW 5" (m)	140	140	140	140	140
long.DP 5" (m)	765	1265	1665	2125	2694
peso lodo (lb/gl)	10.3	10.7	11	11.5	10.4
PV/YP (cp/lb/100ft ²)	26/24	25/24	25/24	25/25	24/22
Caudal (gpm)	850	850	810	800	450
SPM	3x105	3x105	3x100	3x99	2 x 84
Presión (psi)	2500	2900	3100	3100	2100
boquillas (1/32")	5x16	5x16	5x16	5x16	6x10
TFA (in ²)	0.9817	0.9817	0.9817	0.9817	0.46
Velocidad anular (ft/min) DC8"	240	240	230	228	368
velocidad crítica (ft/min)DC8"	360	360	360	360	410
caída presión broca (psi)	635	660	625	703	920
caída presión MOTOR (psi)	300	300	300	0	0
% presión broca	29	26	23	23	44
velocidad boquillas (ft/seg)	263	263	252	264	314
Fuerza Impacto (lb)	1123	1174	1106	1245	760
Potencia en broca (HP)	297	312	281	328	241
HSI (hp/pg ²)	2.5	2.6	2.4	2.8	4.2
Densidad eqv. diná. ECD (lb/gl)	10.4	10.8	11.2	11.7	10.8
Laina bombas lodo (NATIONAL 9-P-100)	5,5"	5,5"	5,5"	5,5"	5,5"

NOTAS:

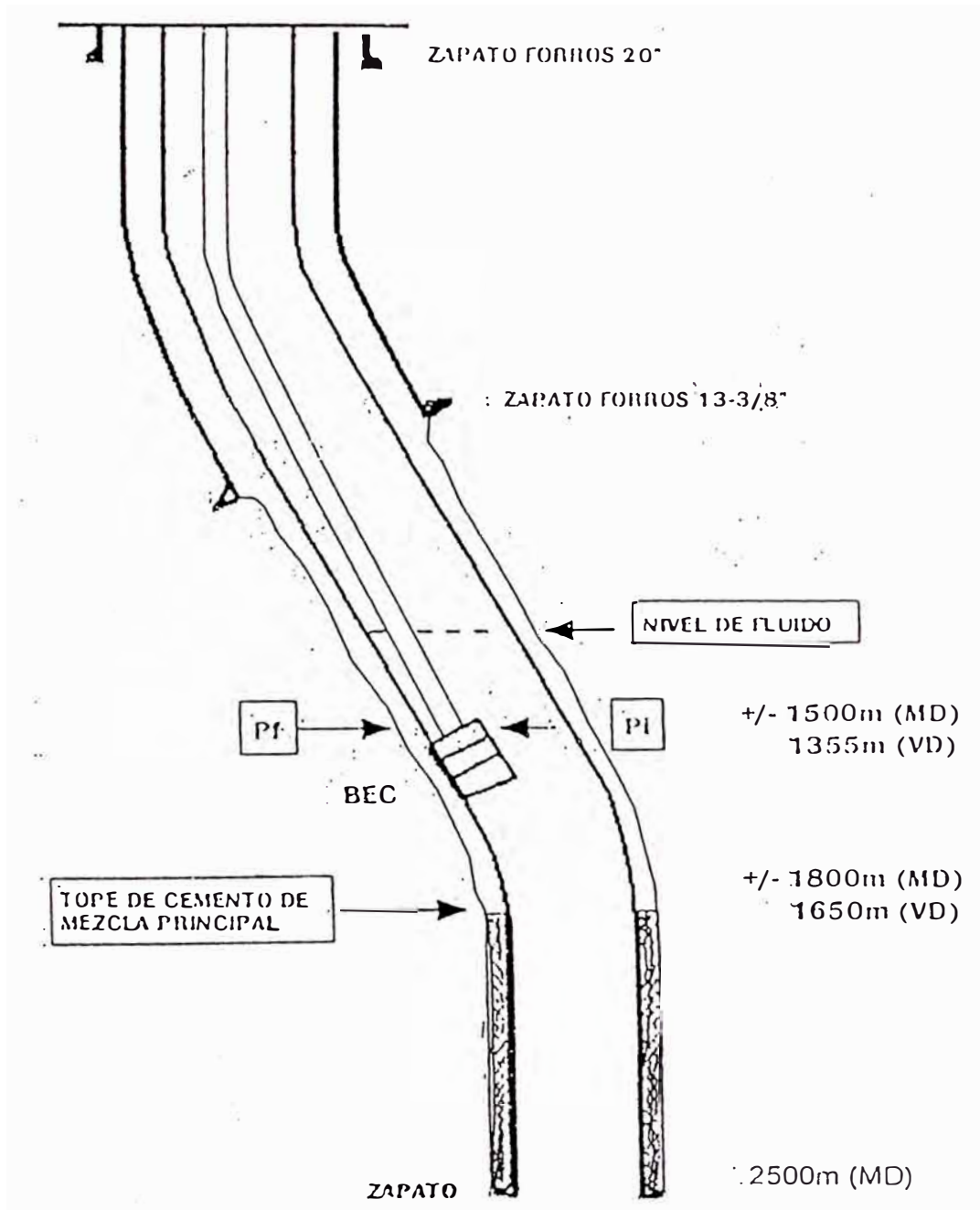
1. Para el tramo de 17.5" utilizar laina de 6" ,caudales de 650-750 gpm y boquillas de TFA: 0,92 pg2.
2. En tramo de 12.25" utilizar las 3 bombas NATIONAL 9-P-100, con caudales de 850-800 gpm.
La laina de las bombas será de 5,5" para una presión máxima de 3100 psi.
3. Se ha considerado una eficiencia volumétrica de 95% para las bombas de lodo.

Para el programa hidráulico del pozo PA-1102D que se ha presentado, ha tenido como objetivo optimizar la aplicación de brocas de PDC, utilizando los caudales recomendables por los fabricantes de manera que se tenga una buena limpieza del fondo de pozo a través del transporte eficiente de los detritos así como la aplicación de caudales para el uso conveniente del motor "Powerpak" en la zona de levantamiento de ángulo, el diseño se efectuó de acuerdo a los tramos de 17.5", 12.25" y 8.5" de diámetro de pozo perforado.

7.6 Diseño de Revestimiento Interno de tubería 9 5/8" para condiciones críticas de pozos tipo "S".

En los pozos tipo "S" de selva generalmente se tuvieron problemas originados por la desviación en los puntos críticos de la trayectoria de los pozos PA1108B, 178B y 160D entre otros, pertenecientes al lote Corrientes-Pavayacu en estudio, de manera que en el periodo 1996-97 se efectuaron trabajos de diseño para emplear tuberías de condición Premium 1,2 y 3 que estaban disponibles, método que ha venido perfeccionándose al presente hasta establecer un programa de control a los factores principales de esfuerzo y desgaste a los que está sometida la tubería de revestimiento de 9 5/8", para ello se consideraron 4 factores principales para hacer el análisis de diseño:

1. Esfuerzos a las que el casing está sometido durante su bajada al pozo: presiones de colapso, presión interna o estallido y esfuerzos de tensión.
2. Reducción interna del espesor de pared de la tubería por desgaste mecánico, producido por los coples y cuerpo de la tubería de perforar durante la perforación del tramo de 8 ½".
3. Reducción interna de pared originada por corrosión, por efectos del ácido carbónico formado al liberarse el CO₂ durante la vida productiva del pozo.
4. Desgaste externo de la pared de la tubería por efecto corrosivo de fluido de formación, degradación del lodo en el anular, bacterias, aereación, etc., al contacto directo con la pared de casing. (Ver Fig.13).



CEMENTACION DE FORROS INTERMEDIOS DE 9 5/8"

Fig 13

Cálculo de desgaste del revestimiento intermedio durante la perforación del hueco de 8 ½”, en condiciones más críticas:

DATOS:

Profundidad promedio (TD)	=	3,800 m
Razón de levantamiento (DLS)	=	2.0°/30 m
Separación Horizontal	=	1,000 m
Punto de quiebre (KOP)	=	50 m
Fin del levantamiento (build up)	=	500 m
Prof. zapato revestidor intermedio	–	3,200 m
Tensión total promedio en superficie	–	220,000 lb.
Tiempo de perforación hueco de 8 ½”	=	5 días
Velocidad promedio de mesa rotaria	=	120 rpm

La formula a aplicar para este análisis es:

$$FT = 2 \times T \times SEN \left[\frac{DLS \times C}{2} \right]$$

Donde: FT = fuerza lateral total ejercida por los coples ubicados en la zona de levantamiento de ángulo o “build up section”, lb.

T = Tensión total de la sarta de perforación por debajo de la zona de levantamiento del ángulo, lb.

DLS = Razón del levantamiento del ángulo, °/30 m.

C = Longitud de la zona de levantamiento de ángulo, desde el KOP hasta la profundidad final de levantamiento, m.

Reemplazando datos en la formula dada se tiene :

$$FT = 2 \times 220,000 \times SEN \left\{ \frac{(2^\circ / 30 \text{ m }) \times 450 \text{ m } }{2} \right\}$$

$$FT = 113,880 \text{ lb}$$

determinando la fuerza lateral generada por cada cople en la tubería de revestimiento (F_{tj}), en el punto final del levantamiento de ángulo :

$$n^{\circ} \text{ de coples} = (500 - 50) \text{ m} / (9.5 \text{ m} / \text{ tubo}) = 47 \text{ coples}$$

luego $F_{tj} = 113,880 \text{ lb} / 47 = 2,423 \text{ lb}$

Para estimar la profundidad de desgaste, se aplica la ecuación de Bradley, explicada detalladamente en el handbook: “Advanced Oilwell Drilling Engineering”, tenemos luego:

$$D = 0.002 \times \left(\frac{F_{tj}}{1,000} \right) \times RD \times \left(\frac{RS}{120} \right)$$

Donde :

D = profundidad de desgaste, pulg.

F_{tj} = fuerza lateral por cople, lb.

RD = días de rotación dentro de la tubería revestidora, días.

RS = velocidad de la mesa rotaria, rpm.

Reemplazando datos :

$$D = 0.002 \times \left(\frac{2,423}{1,000} \right) \times 5 \times \left(\frac{RS}{120} \right)$$

$$D = 0.0242 \text{ pulg.}$$

Porcentaje de desgaste para la tubería revestidora N80, 40 lb/pie :

$$(0.0242/0.395) \times 100 = 6.13 \%$$

Este porcentaje calculado por cada cople significa que durante la perforación del hueco de 8 ½” en un máximo de 5 días, la tubería revestidora pierde aproximadamente el 6.13 % de su espesor de pared nominal.

Análisis para Tubería de 9 5/8”, N80, 40 lb/pie :

Diámetro externo $D = 9.625$ ”

Diámetro interno $d = 8.835$ ”

Espesor nominal de pared $t = 0.395''$
Presión de colapso nominal $P_{cn} = 3,080 \text{ psi}$

aplicando el 26 % de reducción de espesor de pared, las nuevas dimensiones serán:

$$t' = 0.395 - 26 \% (0.395) = 0.2923''$$

$$D' = 9.625 - 2 \times 10 \% (0.395) = 9.546''$$

$$d' = 8.835 + 2 \times 16 \% (0.395) = 8.9614''$$

Luego la relación $D'/t' = 9.546 / 0.2923 = 32.66$

Con este valor de D'/t' , recurrimos al Boletín API 5C3 y determinamos la fórmula que se empleará para determinar la nueva presión de colapso corregida:

$$P_{cr} = \frac{46.978 \times 10^6}{[(D'/t')(D'/t' - 1)^2]}$$

donde : P_{cr} = nueva presión de colapso con tensión axial cero, psi
reemplazando datos, tenemos que : $P_{cr} = 1,435 \text{ psi}$

Con este resultado se concluye :

Se buscará una tubería de mayor espesor, dado que $P_{cr} (1,435 \text{ psi}) < P_c (2,136 \text{ psi})$.

Este nuevo valor de la presión de colapso para una tubería N80, 40 lb/pie, que ha sufrido una reducción de espesor de 25 %, fallaría cuando el nivel dinámico del fluido baje hasta una profundidad promedio de +/- 900 a 1,000 m.

Para tubería de 9 5/8", N80, 47 lb/pie :

$$P_{cr} = 54 \% (4,710 \text{ psi}) = 2,543.4 \text{ psi}$$

vemos que $P_{cr} (2,543.4 \text{ psi}) > P_c (2,135.8 \text{ psi})$

Esta tubería N80, 47 lb/pie satisface los requerimientos de presiones finales de colapso, después que esta ha sufrido una reducción final de 26 %.

Sin embargo, este mayor peso de lb/pie nos limitaría a trabajar con factores de seguridad a la tensión menores de 1.5 para el grado N80 durante su bajada al pozo, debido a su resistencia mínima a la cedencia o “ yield strength” de dicho grado. De esto podemos deducir que el grado más adecuado de tubería a utilizar sería el inmediatamente superior, el grado N80, 47 lb/pie, Buttress.

Efectuando los cálculos de comprobación :

Diámetro externo $D = 9.625''$

Diámetro interno $d = 8.681''$

Espesor nominal de pared $t = 0.472''$

Presión de colapso nominal $P_{cn} = 5080$ psi

las nuevas dimensiones aplicando el 26 % de reducción de espesor de pared :

$t' = 0.472 - 26 \%(0.472'') = 0.3493''$

$D' = 9.625 - 2 \times 10 \%(0.472'') = 9.5306''$

$d' = 8.681 + 2 \times 16 \%(0.472'') = 8.8320''$

Luego la relación : $D' / t' = 9.5306 / 0.3493 = 27.29$

Del Boletín API 5C3, determinamos la nueva presión de colapso reducida por efecto de la disminución de espesor de pared :

$$P_{cr} = \left[\frac{F}{(D'/t')} - G \right]$$

Donde :

$F = 2.017$, $G = 0.0466$ (ctes. para este grado de tubería C-95)

Luego : $P_{cr} = 95,000 \left[\left(\frac{2.017}{27.29} \right) - 0.0466 \right] = 2,594$ psi

Vemos que : $P_{cr} (2,594 \text{ psi}) > P_c (2,135.8 \text{ psi})$

De acuerdo a esto, se concluyó que para los pozos PA1108B, 178B y 160D del área de investigación, así como para los pozos que a futuro tuvieran problemas similares se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones :

- Si consideramos que durante la etapa de perforación y vida productiva del pozo, se produce una reducción total de espesor de pared de 26%, se recomienda utilizar tubería de 9 5/8", N-80, 40 lb/pie, buttress. La metalurgia del acero N80 con tratamiento térmico de normalizado permitirá conseguir la microestructura ferrita-perlita que ayuda a contrarrestar la continua corrosión del acero por efecto del CO₂ disuelto.
- En caso que el porcentaje total de desgaste (interno y externo) sea mayor de 26%, se recomienda utilizar tubería de peso 53.5 lb/pie, buttress (drift especial).
- Elaborar un programa para evaluar el grado de corrosión (y posibles causas) del revestimiento intermedio en aquellos pozos seleccionados para trabajos de reacondicionamiento. Este estudio permitirá definir los porcentajes de desgaste de corrosión interna y externa, asimismo definir si la calidad del cemento en aquellos en los que se cementó hasta superficie, garantizan algún tipo de protección adicional.

8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En los cuadros I y II podemos apreciar los costos comparativos cuando se perforaban pozos direccionales con brocas tricónicas y el sistema “Single Shot” hasta el año 1993. Durante los años 1994, 1995 y 1996 se introdujo la tecnología de las brocas PDC y el sistema MWD dando como resultado la disminución del tiempo de perforación y por ende la disminución de los costos de operación para los pozos del área Corrientes y Pavayacu pertenecientes al Lote 8. Para visualizar los contrastes se ha tomado como referencia el promedio de costos antes del año 1993 de los pozos perforados con el sistema “Single Shot”: 139D, 140D, 138D y 137x pertenecientes al área de Corrientes. Para los pozos perforados con brocas PDC y sistema MWD en su mayoría y en algunos casos con “Single Shot” a partir de 1995 hasta 1997 se ha tomado como referencia los pozos: 142D, 141D, 159D, 164D, 167D, 163D y 160D pertenecientes a Corrientes. Para el área Pavayacu se ha tomado como referencia los pozos : 130D, 132D, 133D y 140D perforados con el sistema “Single Shot” antes de 1993, para esta misma área se tomaron como referencia los pozos: 154D, 136D, 143D, 147D, 145D, 146D, 160D y 148D entre otros perforados con brocas PDC y sistema MWD durante el periodo 1995 – 1997. Asimismo se ha considerado el monto de inversión que involucra la perforación hasta su puesta en producción, tomando como referencia el pozo PA-1102D perforado el año 1997 en el área Pavayacu.

Para evaluar económicamente el proyecto de perforación direccional se ha llevado a cabo el método de ingresos a futuro, siguiendo los criterios del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (PAYOUT). La producción del estimado de reservas considerando los objetivos : Vivian, Pona y Cético es de 2,230 Mbls de petróleo.

Las inversiones en perforación y completación ascienden a : 2,904 MUS\$ y las facilidades de producción a : 160.5 MUS\$, el costo variable por barril de petróleo producido es incremental y es de: 6.6 US\$/Bbl. El monto tangible de la inversión : 192 MUS\$ se deprecia en función de la producción, el monto intangible de la inversión: 2,712 MUS\$ se carga a los gastos desde el mismo año que se produce, adicionalmente se está considerando una tasa impositiva de 30 %. El precio del barril de petróleo en la evaluación del proyecto está influenciado por el precio internacional del crudo, estimándose en: 10.8 US\$/Bbl, (descontada la regalía).

Finalmente, se ha determinado la factibilidad del proyecto desde el punto de vista técnico-económico a partir de la priorización de los siguientes parámetros:

- **TIR (%) = 90.4**
- **VAN (M\$) = 1815**
- **PAY OUT (años) = 2.6**
- **Relación Benef./Invers. = 0.625**

Para mejorar los niveles de rentabilidad, el proyecto resultaría atractivo a partir de un precio internacional mínimo del crudo de 12.28 US\$/Bbl, lo que resultaría en una relación Beneficio/Inversión de 1.101.

COSTO PROMEDIO DE PERFORACION DIRECCIONAL EN LOTE 8
AREA CORRIENTES

CUADRO I

ITEM	DESCRIPCION	PROMEDIO DE COSTOS DE UN POZO ANTES DE	PROMEDIO DE COSTOS DE UN POZO EN LOS AÑOS
		1993 (US\$)	1995, 1996, 1997 (US\$)
		(1)	(2)
1	ALQUILER DE EQUIPO Y PERSONAL	345,600.00	286,075.00
2	SERVICIO DE ALIMENTACION	43,250.00	38,250.00
3	LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	58,550.00	45,700.00
4	TRANSPORTE AEREO	320,000.00	356,300.00
5	TRANSPORTE TERRESTRE	15,000.00	65,000.00
6	TRANSPORTE FLUVIAL	30,000.00	40,000.00
7	SERV. Y ALQUILER DE EQUIPO Y HERRAM. PERFOR.	92,000.00	94,000.00
8	CASING DE 20"	4,882.00	5,000.00
9	SERVICIO DE CEMENTACION DE 20"	3,100.70	4,136.00
10	ADITIVOS Y CEMENTO CASING DE 20"	2,897.60	4,970.00
11	CASING DE 13 3/ 8	28,137.00	32,303.00
12	SERVICIO DE CEMENTACION DE 13 3/8"	8,000.00	8,000.00
13	ADITIVOS Y CEMENTO CASING DE 13 3/ 8	12,799.00	14,932.00
14	CASING DE 9 5/ 8	153,567.00	168,280.00
15	SERVICIO DE CEMENTACION DE 9 5/ 8"	25,855.00	34,502.00
16	ADITIVOS Y CEMENTO CASING 9 5/ 8"	23,950.00	25,125.00
17	CASING DE 7"	25,740.00	28,200.80
18	SERVICIO DE CEMENTACION LAINA DE 7"	18,425.00	20,859.00
19	ADITIVOS Y CEMENTO LAINA DE 7"	16,160.50	28,570.00
20	ACCESORIOS CEMENTACION	25,000.00	42,800.00
21	SERVICIO DIRECCIONAL	50,000.00	250,000.00
22	BROCAS	50,000.00	90,000.00
23	FLUIDOS DE PERFORACION	142,300.00	253,000.00
24	SERVICIOS - INGENIERIA FLUIDOS DE PERFORACION	9,600.00	12,000.00
25	REGISTROS ELECTRICOS	117,752.00	117,752.00
26	MUETRAS LATERALES	9,664.00	8,644.00
27	TRABAJOS ESPECIALES (SQUEEZE, ETC.)	20,000.00	20,000.00
28	BALEO	24,900.00	27,324.00
29	PRUEBAS DE FORMACION (H.E.)	39,863.20	39,863.20
30	TUBERIA DE PRODUCCION	17,757.20	32,000.00
31	FLUIDO DE COMPLETACION	8,600.00	22,000.00
32	CABEZAL	6,500.00	6,500.00
33	GASTOS GENERALES (TDP, PSP,EPR)	113,425.00	137,375.30
34	CONSTRUCCION / REHABILITACION DE PLATAFORMA	300,400.00	395,230.00
35	CONSTRUCCION POZA DETRITOS / TK. DE PRUEBA	46,086.90	48,000.00
36	GASTOS DE ANTONOV	24,800.00	32,500.00
37	INSTALACION BEC	98,740.00	120,000.00
38	CONSTRUCCION AMBIENTAL	106,395.00	106,395.00
39	TRATAMIENTO DE EFLUENTES	0.00	120,000.00
COSTO TOTAL (US\$)		2,439,697.10	2,895,511.30
Tiempo de Perforación (días)		32.00	25.00
Tiempo de Completación (días)		9.00	7.00

**AHORRO X MENOR TIEMPO DE PERFORACION POR
CONCEPTO DE ALQUILER DE EQUIPO Y PERSONAL**

-----> 345,600 - 286,075
==> 59,525 US\$

NOTA : (1) Antes del año 1993, para pozos perforados con Single Shot;
pozos: 139D,140D,138D y 137x.
(2) Para pozos perforados con brocas de PDC
y sistema MWD a partir de 1995 hasta 1997; pozos :
142D, 141D, 159D, 164D, 167D, 163D y 160D.

ITEM	DESCRIPCION	PROMEDIO DE COSTOS DE UN POZO ANTES DE	PROMEDIO DE COSTOS DE UN POZO EN LOS AÑOS
		1993 (US\$)	1995, 1996, 1997 (US\$)
		(1)	(2)
1	ALQUILER DE EQUIPO Y PERSONAL	387,600.00	339,500.00
2	SERVICIO DE ALIMENTACION	43,520.00	39,600.00
3	LUBRICANTES Y COMBUSTIBLES	59,200.00	46,250.00
4	TRANSPORTE AEREO	320,000.00	356,300.00
5	TRANSPORTE TERRESTRE	15,000.00	65,000.00
6	TRANSPORTE FLUVIAL	30,000.00	35,000.00
7	SERV. Y ALQUILER DE EQUIPO Y HERRAM. PERFOR.	92,000.00	94,000.00
8	CASING DE 20"	4,882.00	5,000.00
9	SERVICIO DE CEMENTACION DE 20"	3,100.70	4,136.00
10	ADITIVOS Y CEMENTO CASING DE 20"	2,897.60	4,970.00
11	CASING DE 13 3/8"	28,137.00	32,303.00
12	SERVICIO DE CEMENTACION DE 13 3/8"	8,000.00	8,000.00
13	ADITIVOS Y CEMENTO CASING DE 13 3/8"	12,799.00	14,932.00
14	CASING DE 9 5/8"	153,567.00	168,280.00
15	SERVICIO DE CEMENTACION DE 9 5/8"	25,855.00	34,502.00
16	ADITIVOS Y CEMENTO CASING 9 5/8"	23,950.00	25,125.00
17	CASING DE 7"	26,180.00	27,790.00
18	SERVICIO DE CEMENTACION LAINA DE 7"	18,425.00	20,859.00
19	ADITIVOS Y CEMENTO LAINA DE 7"	16,160.50	28,570.00
20	ACCESORIOS CEMENTACION	25,000.00	42,800.00
21	SERVICIO DIRECCIONAL	50,000.00	250,000.00
22	BROCAS	50,000.00	90,000.00
23	FLUIDOS DE PERFORACION	142,300.00	253,000.00
24	SERVICIOS - INGENIERIA FLUIDOS DE PERFORACION	9,600.00	12,000.00
25	REGISTROS ELECTRICOS	117,752.00	117,752.00
26	MUETRAS LATERALES	7,664.00	9,644.00
27	TRABAJOS ESPECIALES (SQUEEZE, ETC.)	20,000.00	20,000.00
28	BALEO	25,300.00	27,324.00
29	PRUEBAS DE FORMACION (H.E.)	34,260.00	42,863.00
30	TUBERIA DE PRODUCCION	17,757.20	32,000.00
31	FLUIDO DE COMPLETACION	8,600.00	22,000.00
32	CABEZAL	6,500.00	6,500.00
33	GASTOS GENERALES (TDP, PSP,EPR)	113,425.00	142,500.30
34	CONSTRUCCION / REHABILITACION DE PLATAFORMA	300,400.00	395,230.00
35	CONSTRUCCION POZA DETRITOS / TK. DE PRUEBA	46,086.90	48,000.00
36	GASTOS DE ANTONOV	24,800.00	32,500.00
37	INSTALACION BEC	98,740.00	122,000.00
38	CONSTRUCCION AMBIENTAL	106,395.00	106,395.00
39	TRATAMIENTO DE EFLUENTES	0.00	120,000.00
COSTO TOTAL (US\$)		2,475,853.90	2,903,125.30
Tiempo de Perforación (días)		34.00	28.00
Tiempo de Completación (días)		9.00	7.00

**AHORRO X MENOR TIEMPO DE PERFORACION POR
CONCEPTO DE ALQUILER DE EQUIPO Y PERSONAL**

=====> 387,600 - 339,500
=> 48,100 US\$

NOTA : (1) Antes del año 1993, para pozos perforados con Single Shot;
pozos: 130D,132D,133D y 140D.

(2) Para pozos perforados con brocas de PDC
y sistema MWD a partir de 1995 hasta 1997; pozos :
154D, 136D, 143D, 147D, 145D, 146D, 160D y 148D.

DECLINACION HIPERBOLICA

Qo (1 pozo)	1400
Di	0,3
n	0,50
RESERVAS (MBbl)	2330

INVERSION (M\$)

2904

Costos Operativos

(\$/Bbl) 6,6

EVALUACION ECONOMICA POZO PA-1102D - PAVAYACU

AÑOS	BOPD	PRODUCCION			INGRESOS BRUTOS			COSTOS					INVERSIONES		FLUJO		INGRESO		FLUJO DE CAJA		ACUM
		GAS (MMSCF)	OIL (MBbl)	DECLIN. (%)	OIL	GAS	TOTAL	OPERAT.	DEPREC	AMORTIZ.	INGRESO IMPONIBL	IMPUEST	TANG	INTANG	CREDITO	NETO	CORRIENT.	DESCONTA.			
1	1059	0	386	16.5	4173	0	4173	2550	57	450	1116	201	128	1800	446	915	-506	-440	-440		
2	828	0	302	12.9	3266	0	3266	1996	45	352	873	157	64	912	349	716	137	103	-337		
3	666	0	243	10.4	2625	0	2625	1604	36	283	702	126	0	0	281	575	894	588	252		
4	547	0	200	8.5	2156	0	2156	1317	30	233	576	104	0	0	231	473	735	420	672		
5	457	0	167	7.2	1802	0	1802	1101	25	194	482	87	0	0	193	395	614	305	977		
6	388	0	142	6	1529	0	1529	934	0	165	430	129	0	0	0	301	466	201	1178		
7	333	0	122	5.2	1313	0	1313	803	0	142	369	111	0	0	0	258	400	150	1329		
8	289	0	106	4.5	1140	0	1140	697	0	123	320	96	0	0	0	224	347	114	1442		
9	254	0	93	3.9	999	0	999	611	0	108	281	84	0	0	0	197	304	87	1529		
10	224	0	82	3.5	883	0	883	540	0	95	248	74	0	0	0	174	269	66	1595		
11	199	0	73	3.1	786	0	786	480	0	85	221	66	0	0	0	155	239	51	1647		
12	179	0	65	2.8	704	0	704	430	0	76	198	59	0	0	0	138	214	40	1687		
13	161	0	59	2.5	634	0	634	388	0	68	178	53	0	0	0	125	193	31	1718		
14	146	0	53	2.3	574	0	574	351	0	62	161	48	0	0	0	113	175	25	1743		
15	133	0	48	2.1	522	0	522	319	0	56	147	44	0	0	0	103	159	20	1762		
16	121	0	44	1.8	477	0	477	292	0	51	134	40	0	0	0	94	145	16	1778		
17	111	0	41	1.7	438	0	438	268	0	47	123	37	0	0	0	86	133	12	1790		
18	102	0	37	1.5	403	0	403	246	0	43	113	34	0	0	0	79	123	10	1800		
19	94	0	34	1.4	372	0	372	228	0	40	105	31	0	0	0	73	113	8	1808		
20	88	0	32	1.3	345	0	345	211	0	37	97	29	0	0	0	68	105	6	1815		
TOTA			2328	100	25142	0	25142	15365	192	2712	6874	1612	192	2712	1499	5261	5261	1815			

RESULTADOS

PRECIO :
CRUDO (\$/Bbl) 10,8

TASA IMP.(%) 30

TASA DE DCTO. 0,15

VAN(M\$)	TIR (%)	Rel. ben./inver	PAY OUT (años)
1815	90,4	0,625	2,6

9. OBSERVACIONES

- En toda perforación direccional en Selva se hace necesario combinar la aplicación de brocas tricónicas y de PDC por el efecto de giro que tienen estas en las formaciones blandas y medianamente blandas, tanto hacia a la derecha si es tricónica, como a la izquierda si es de PDC, así como el ángulo de desfase requerido en cada una de ellas, con el conjunto de fondo adecuado que vá de 3° a 5° en el uso combinado de ambas.
- Se prefiere utilizar brocas tricónicas antes que las de PDC en los siguientes casos: Pozos exploratorios, por intervalos cortos, situaciones de alto riesgo (ejemplo: perforación a través del equipo flotante de cementación que sea metálico) y donde el costo del tiempo que se ahorra perforando no sea suficiente para justificar el costo más alto de las PDC.
- Se debe tener presente que para el mejor rendimiento de las brocas de PDC, también se debe optimizar la hidráulica, los parámetros de perforación, los conjuntos de fondo, el sistema de lodo, el equipo de perforación y los equipos colaterales, ya que todos estos factores coadyudan al mayor rendimiento y durabilidad de las brocas.
- La explotación de los reservorios en Selva se realiza con espaciamiento horizontal de 400 m a 800 m, esta característica permite desarrollar un pozo tipo “S” iniciando la desviación a profundidades verticales de 50 m a 150 m, con ángulos, verticales máximos de 18° a 30° culminando la trayectoria dirigida a profundidades de 3200 m a 3800 m (dentro del tramo intermedio de 12-1/4”) asimismo favorece programar el inicio de la caída del ángulo a profundidades de 1400 m a 1700 m en zonas medianamente blandas (Fm. Chambira), para reducir la formación de “canaletas” en los posibles cambios de curvatura (“pata de perro”) que puede tener la trayectoria, principalmente en la sección de la caída del ángulo.
- La inclusión del tratamiento de efluentes empezó a partir de Enero de 1996, con la compañía Maserpet S.A., por reglamento de impacto ambiental, debido a ello, no solo se ha ganado en tecnología de perforación, sino también en minimizar la contaminación del medio ambiente, esto compensa el factor de costos más alto en

contaminación del medio ambiente, esto compensa el factor de costos más alto en promedio de los años 95-97 comparado con los anteriores al año 93, a cambio de beneficios ecológicos y ambientales.

- **El desarrollo del control direccional de los tramos: recto y de caída del ángulo vertical de un pozo tipo “S” en Selva se realiza usando conjuntos de fondo rotarios (BHA). El control de la trayectoria básicamente está en función de la aplicación de los parámetros mecánicos sobre la broca (WOB y RPM), asociado con el control direccional con el sistema MWD así como una adecuada limpieza del fondo del pozo.**
- **El costo de un pozo direccional tipo “S” es mayor en un 10 % sobre la inversión de perforación en un pozo vertical, es decir el costo del servicio direccional, el de ingeniería adjunto y los tiempos de espera que suman de 250,000 a 300,000 US\$ hacen esta diferencia.**
- **Para los costos de lodos entre un pozo vertical y uno direccional no hay diferencias, ya que el tratamiento en estos por tener una desviación de 2.5” como promedio no generan excesivos torques o arrastres que exijan un tratamiento adicional, el tiempo de diferencia de operación entre un pozo vertical y uno horizontal es de 2 a 3 días debido a las operaciones de BUR y Drop-Off fundamentalmente.**

10. RECOMENDACIONES

- **En la perforación dirigida utilizar el sistema de medición direccional MWD tipo Slim 1 por lo siguiente:**
 - **Facilita el control direccional y reduce los riesgos cuando se realiza un cambio de dirección en el pozo.**
 - **La curva de corrección de rumbo que se genera es gradual y no brusca.**

- **Contar con una adecuada capacidad hidráulica en las bombas de lodo en un rango de 400 a 750 gal /min para lograr la adecuada limpieza del fondo del pozo así como una potencia hidráulica (HSI) que va de 2 a 6 hp/plg².**
- **De acuerdo a la experiencia de campo en operaciones de desatasque de sarta de tubería de perforación en formaciones arcillosas, se recomienda colocar el Martillo Hidráulico con 5 Tn de tensión, por encima del punto neutro de la columna de perforación a efectos de hacer más efectiva la maniobra de liberación.**
- **Seguir aplicando las brocas PDC con el aporte nuevo de la tecnología de los fabricantes para reducir los tiempos de perforación ya que brocas PDC de 8-1/2” han logrado perforar en una sola corrida todo el tramo de producción (intercalaciones de formaciones abrasivas compactas y de mayor resistencia). Sin embargo por el mayor desgaste y daño por vibración que estas presentan es necesario continuar mejorando su fabricación (manufactura y diseño). La aplicación de postes impregnados (híbridos) ha reducido este problema.**
- **Mantener los equipos de control de sólidos en buen estado porque su rendimiento es muy importante en la limpieza del pozo.**
- **Es necesario disponer de un adecuado sistema de lodo de perforación para inhibir las formaciones arcillosas que caracterizan a los pozos en Selva, en este caso el lodo base aceite favorece la estabilidad del compacto ya que disminuye el contacto con el agua, que es uno de los catalizadores que acelera la grafitación a temperaturas altas, reduciendo a su vez la fricción de la interfase roca-cortador.**
- **Debemos incluir el beneficio logrado por el uso de equipos de flotación no rotativos en los revestimientos lo cual ha favorecido enormemente en la reducción del tiempo de perforación. Estos accesorios tienen la ventaja de ser perforados con facilidad sin ocasionar mayor desgaste en la broca del tipo tricónica y PDC, esto permite continuar perforando la formación del siguiente tramo sin realizar un cambio de broca.**

11. CONCLUSIONES

- 1.- A partir del año 1,973 la compañía Petróleos del Perú propició el inicio para la perforación de pozos direccionales ante la alternativa más económica de perforar desde una plataforma varios pozos dirigidos, incluido un pozo vertical, esto, conjuntamente con las nuevas técnicas y mejoras en prácticas de perforación en pozos del Lote 8 han mejorado la rentabilidad de los proyectos de perforación en dicha área.
- 2.- De los cuadros comparativos I y II de costo promedio de perforación direccional se concluye que: con el sistema MWD y la tecnología de brocas PDC en el área de Corrientes se ha logrado disminuir el tiempo de perforación de 32 @ 25 días, dándonos un ahorro por rubro de alquiler de equipo y personal por pozo promedio de US\$ 59,525 similarmente, para el área de Pavayacu se ha reducido el tiempo de perforación de 34 @ 28 días, lográndose un ahorro promedio en el rubro de alquiler de equipo y personal por pozo de US\$ 48,100, de igual modo ello ocurre en: alimentación, lubricantes y combustibles. Adicionalmente se disminuye el tiempo de disponibilidad para la completación de pozos en un promedio de 9 a 7 días, tanto para las locaciones de Corrientes como las de Pavayacu,
- 3.- Asimismo de los cuadros comparativos I y II vemos que a pesar que en los costos totales no existe una diferencia a favor, sin embargo se deduce que a partir del logro de reducir los tiempos de perforación en base a la aplicación de la tecnología de MWD, Slim 1 y brocas PDC, la tendencia en el futuro es reducir aún más estos tiempos a través de la menor cantidad de “viajes redondos”, mejores sistemas de lodos, que minimizan los problemas de “hoyo apretado”, evitando pegamientos diferenciales que inducen a efectuar desviaciones de pozo (“Side tracks”), la aplicación correcta de BHA y mejoras en los equipos de superficie tanto en bombas como en sistemas automatizados, como el caso del “Top Drive”, e inclusive por reutilización de las PDC del tipo “aleta” para formaciones blandas.

4.- De acuerdo a la experiencia en los pozos dirigidos perforados en Selva con brocas tricónicas y de PDC (Compacto de Diamante Policristalino) se consideran los siguientes rangos de “ángulo de compensación” (“lead”) para el diseño del control de la trayectoria hasta alcanzar el objetivo programado:

- BHA rotario con brocas tricónicas: girar de 5° a 7° a la izquierda de la dirección programada, para un intervalo de 400 a 1,000 mts. correspondiente a las formaciones Marañón y Pebas, de constitución blanda.
- BHA rotario con brocas tricónicas y de PDC, girar de 3° a 5° a la izquierda, en un intervalo aproximado de 1,000 a 2,300 mts. correspondiente a la formación Chambira de consistencia medianamente blanda.
- BHA rotario con brocas PDC: girar de 2° a 3° a la izquierda.

Los ángulos “lead” mencionados son en base al giro (“camina”) observado en las brocas al perforar los campos de Corrientes, Pavayacu y Chambira.

Luego tenemos:

- Formaciones muy blandas (intervalo 400 - 1000 m VD) : las brocas tricónicas y PDC giran a la derecha. El giro de la PDC es muy ligero comparado con la tricónica.
- Formaciones blandas o medianamente blandas (intervalo 1000 - 2300 m VD) las brocas tricónicas giran a la derecha y las brocas de PDC a la izquierda.

5.- Las brocas de diamante policristalino compactado de 12-1/4” y de 8 1/2” demostraron ser apropiadas para perforar las formaciones presentes en el área del lote 8, (ver anexo correspondiente a la columna estratigráfica general). Sin embargo, una selección adecuada de broca PDC mejoraría aún más su rendimiento, (el comportamiento es propio en cada una de ellas). Asimismo, la adopción de la broca PDC en las operaciones trajo como consecuencia cambios en los equipos de perforación para que puedan adaptarse a las necesidades hidráulicas de estas brocas, como es el caso de las brocas híbridas con perfil de cola de pescado y cuatro aletas, ideales para formaciones blandas en la Selva Norte del Perú.

- 6.- Las brocas de diamante policristalino compactado de 12 -1/4” incrementan la velocidad de penetración, sin embargo afectaron el control direccional del pozo. De acuerdo al giro que estas presentan se toman las precauciones para llevar el pozo al objetivo programado.
- 7.- La optimización de perforación de pozos en el lote 8 está siendo posible gracias al uso de la herramienta MWD, ya que con el monitoreo directo de la trayectoria se está logrando detectar por ejemplo, que el rango crítico de severidad de la “pata de perro” para pozos perforados en Selva vá de 2.5°/30 m. a 3.5°/30 m. y en base a este rango utilizar velocidades de 2°/30 m para el incremento del ángulo y de 1°/30 para la caída de ángulo. También mediante este sistema de medición se logra evaluar el comportamiento de los conjuntos de fondo rotarios sobre todo para los tramos: recto y de caída de ángulo.
- 8.- La disminución de la severidad de los “pateperros” involucra: pozos más lisos, menor fricción, menor torque de rotación, evitar problemas con los “ojo de llaves”, menor desgaste de forros de completación, menos problemas en viajes, así, dependiendo de la inspección, control direccional y rimado respectivo se mejora la calidad del trabajo en su conjunto.
- 9.- La aplicación del software de análisis de la resistencia a la compresión de las rocas (RSA), así como del programa de correlación visual como herramientas cualitativas que utilizan datos de los registros Gamma-Sónico, representa ventajas de orden técnico y económico ya que estos sistemas permiten seleccionar las brocas tricónicas y de PDC más apropiadas de acuerdo a la identificación litológica de las formaciones perforadas, permitiendo además obtener una base de datos consistente a partir de los indicadores de esfuerzos de compresión, de manera que se tenga la previsión para seleccionar los parámetros de operación más óptimos y disminuir por ende el tiempo de perforación en otros pozos.

- 10.- Con respecto al sistema de lodos P.H.P.A. (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada) empleado en pozos del área Pavayacu tales como el PA-1102D para las formaciones Marañón, Pebas, Chambira, Yahuarango, Vivian entre otras donde es necesario inhibir las arcillas para minimizar los atasques de tubería o embolamientos de brocas, este lodo se viene aplicando exitosamente en sustitución a otros sistemas de base polímero tales como el Flo-drill y similares que tenían el efecto adicional de desarrollar un descontrolado espesor de “cake” para el filtrado de lodo en las paredes del pozo, lo que generaba la disminución del diámetro efectivo del hoyo propiciando atasques durante las maniobras de perforación direccional.
- 11.- De los diseños de casing intermedio desarrollados se deduce que, para contrarrestar los efectos de desgaste mecánico, corrosión interna y externa se necesitan revestimientos de diámetro 9 5/8” del tipo N-80, 47 lb/pie, Buttress, la cual resiste las condiciones de desgaste y corrosión hasta profundidades promedio de 3,200 mt., citando como ejemplo los pozos de desarrollo: 157, 158D y 161D en Chambira perforados el año 1995, donde se implementaron estas mejoras que a la larga incidieron en el ahorro de costos por duración efectiva de la vida del casing.

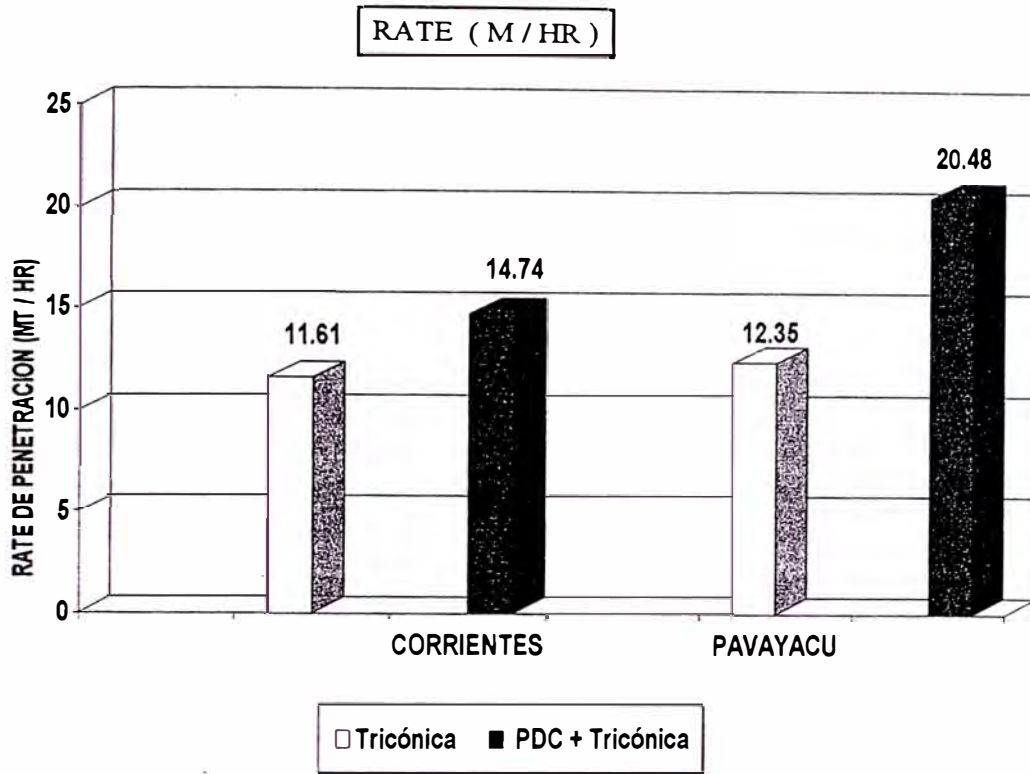
12. BIBLIOGRAFIA

- 1.- “Directional Drilling” - Graham & Trotman.
- 2.- “Directional Drilling and Technology” - Compañía Anadrill - Schlumberger.
- 3.- “Powerpack Steerable Motor Handbook” - Compañía Anadrill - Schlumberger.
- 4.- “Advanced Oilwell Drilling Engineering” – J. Mitchell.
- 5.- “ The Electromagnetic MWD” - Compañía Geoservices
- 6.- “Operación de Motores de Fondo” - Compañía Drillex Systems.
- 7.- “Manual de Conjuntos de Fondo” - Compañía Drilco.
- 8.- “Drilling Practices Manual” - Preston Moore.
- 9.- “Análisis de Dureza de las Rocas para Escoger Brocas” por: Robert Fabián - Compañía Hycalog - Camco.
- 10.- “Informe de Rendimiento de brocas PDC en el área de Chambira” - Hycalog
- 11.- “Problemática de las Operaciones de Perforación de Pozos de Petróleo en la Selva Peruana” - Ing. Fernando Rengifo Hidalgo - Petroperú .
- 12.- “Drillstring Design Optimization for High-Angle Wells” - McKown SPE/IADC
Febrero –1989.
- 13.- “Directional Drilling Survey Calculation Methods and Terminology” - API 1985.
- 14.- “Buckling and Lockup of Tubulars in Inclined Wellbores” – Juvkam & Wold, 1994.

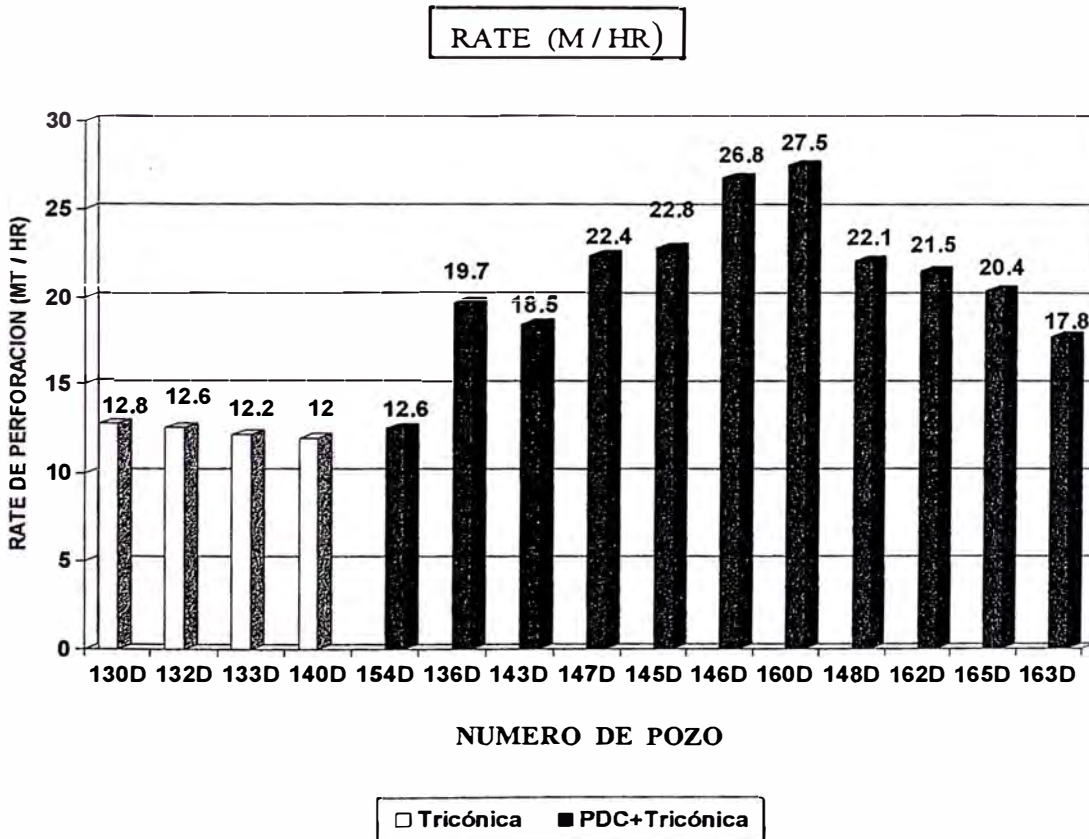
- 15.- **“An Integrated Approach to Drilling Dynamics Planning, Identification and Control” – IADC – SPE 27537 , 1994 – Dallas, Texas.**
- 16.- **“An Expert System for Drill Bit Selection” – Smith-Reed International, 1997.**
- 17.- **“Effects of Drilling Fluid/Shale Interactions on Borehole Stability” – Simpson, J.P. and Walker , 1996.**
- 18.- **“Applied Drilling Engineering” – Bourgoyne A.T. SPE – 1991.**
- 19.- **“Flow Rate Predictions for Cleaning Deviated Wells”- IADC / SPE, 1997.**
- 20.- **“Wellbore Stability : The Effect of Stregth Criteria on Mud Weight Recommendations”, Mc Lean SPE 2045, September 1990.**
- 21.- **“Succesful Drilling Practices – Technical Process Integration”
Gas Research Instistute, Chicago 1998.**
- 22.- **“An Ergonomic, Process Oriented Approach to Driller´s Consoles” – IADC/SPE 39330, 1998.**

13. ANEXOS

RENDIMIENTO DE BROCAS DE 12 1/4” AREA CORRIENTES-PAVAYACU

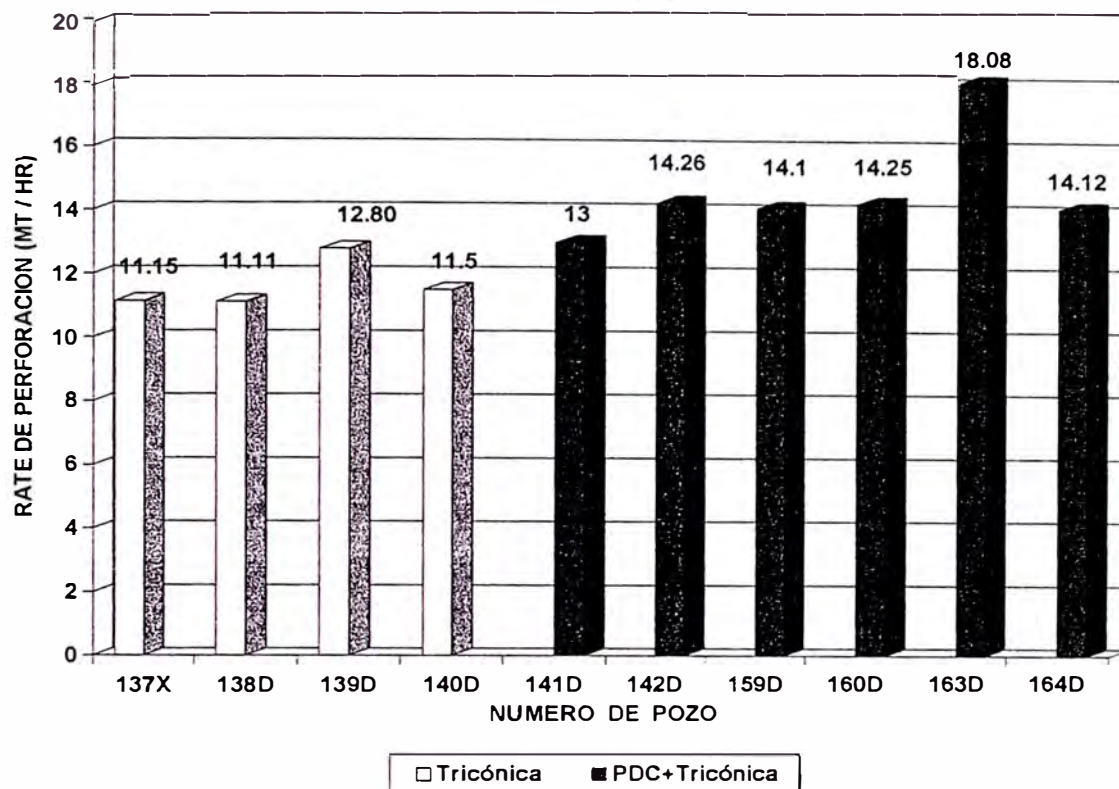


RENDIMIENTO DE BROCAS DE 12 1/4” AREA PAVAYACU

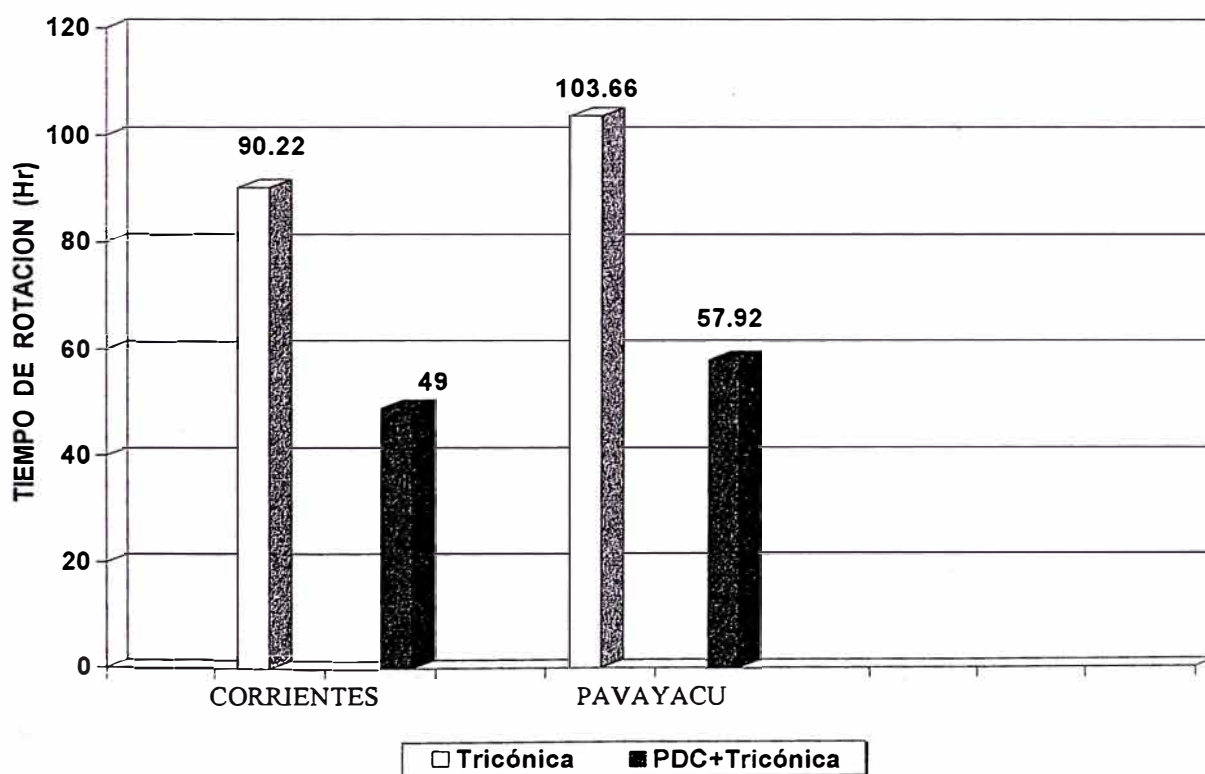


RENDIMIENTO DE BROCAS DE 12 1/4 AREA CORRIENTES

RATE (M / HR)

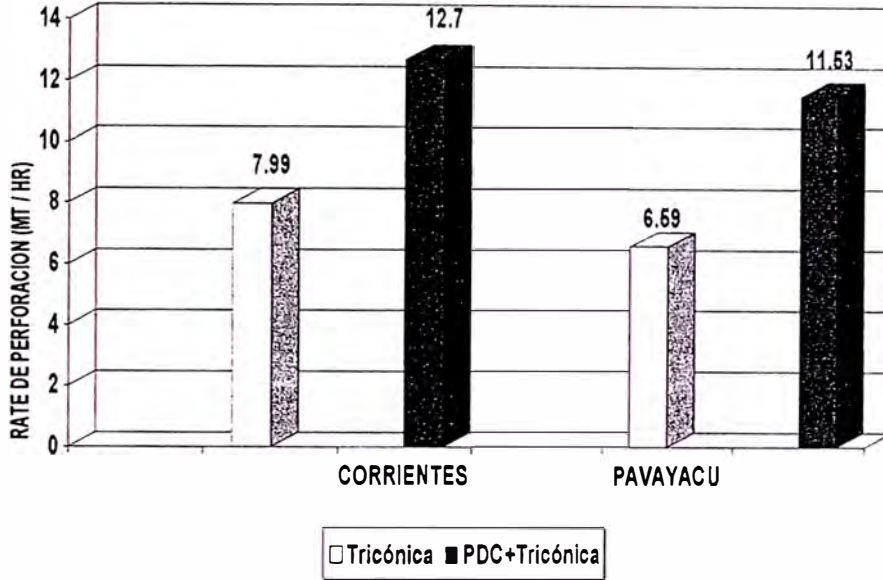


TIEMPO DE ROTACION PROMEDIO POR POZO EN TRAMO 8 1/2" AREA CORRIENTES - PAVAYACU



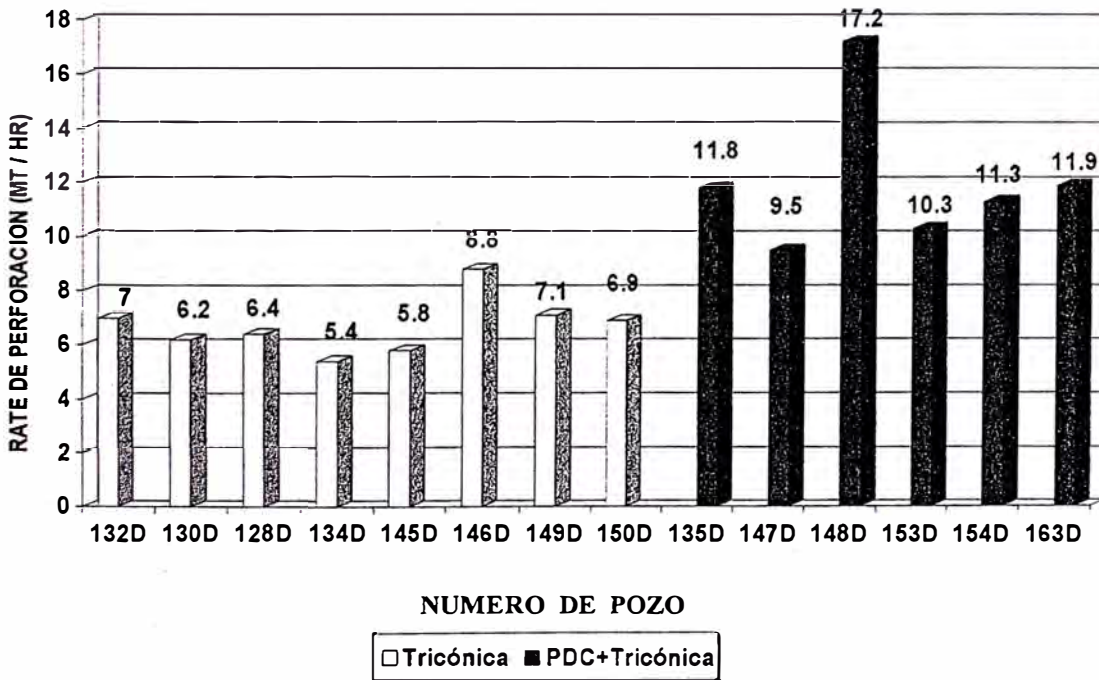
RENDIMIENTO DE BROCAS DE 8 1/2” AREA CORRIENTES-PAVAYACU

RATE (M / HR)



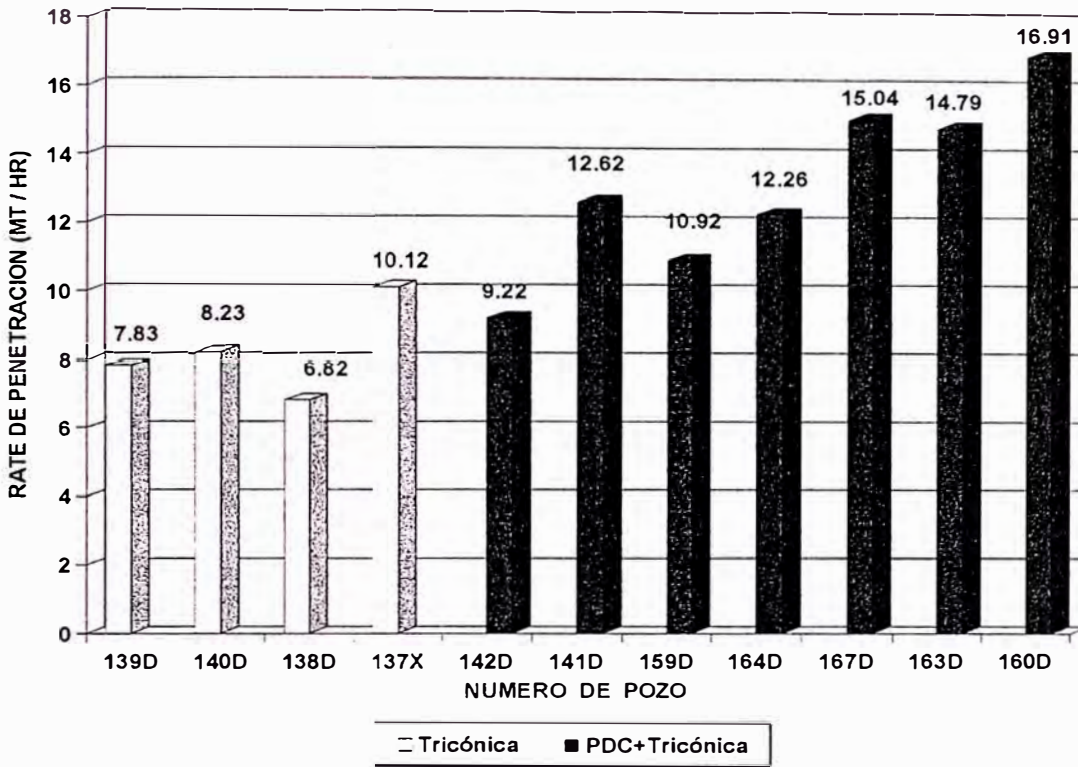
RENDIMIENTO DE BROCAS DE 8 1/2” AREA PAVAYACU

RATE (M / HR)



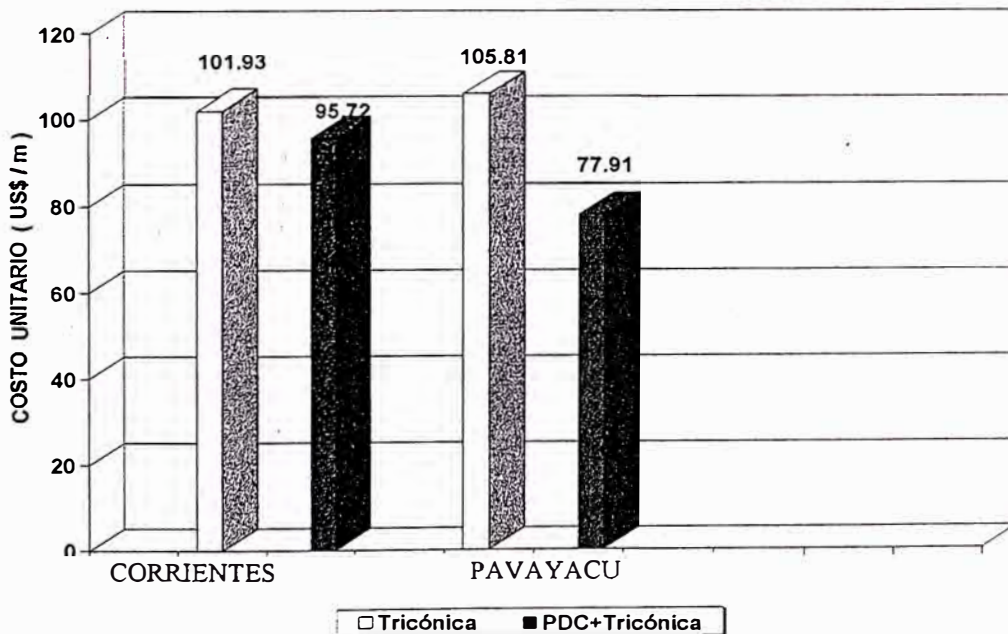
RENDIMIENTO DE BROCAS DE 8 1/2” AREA CORRIENTES

RATE (M / HR)

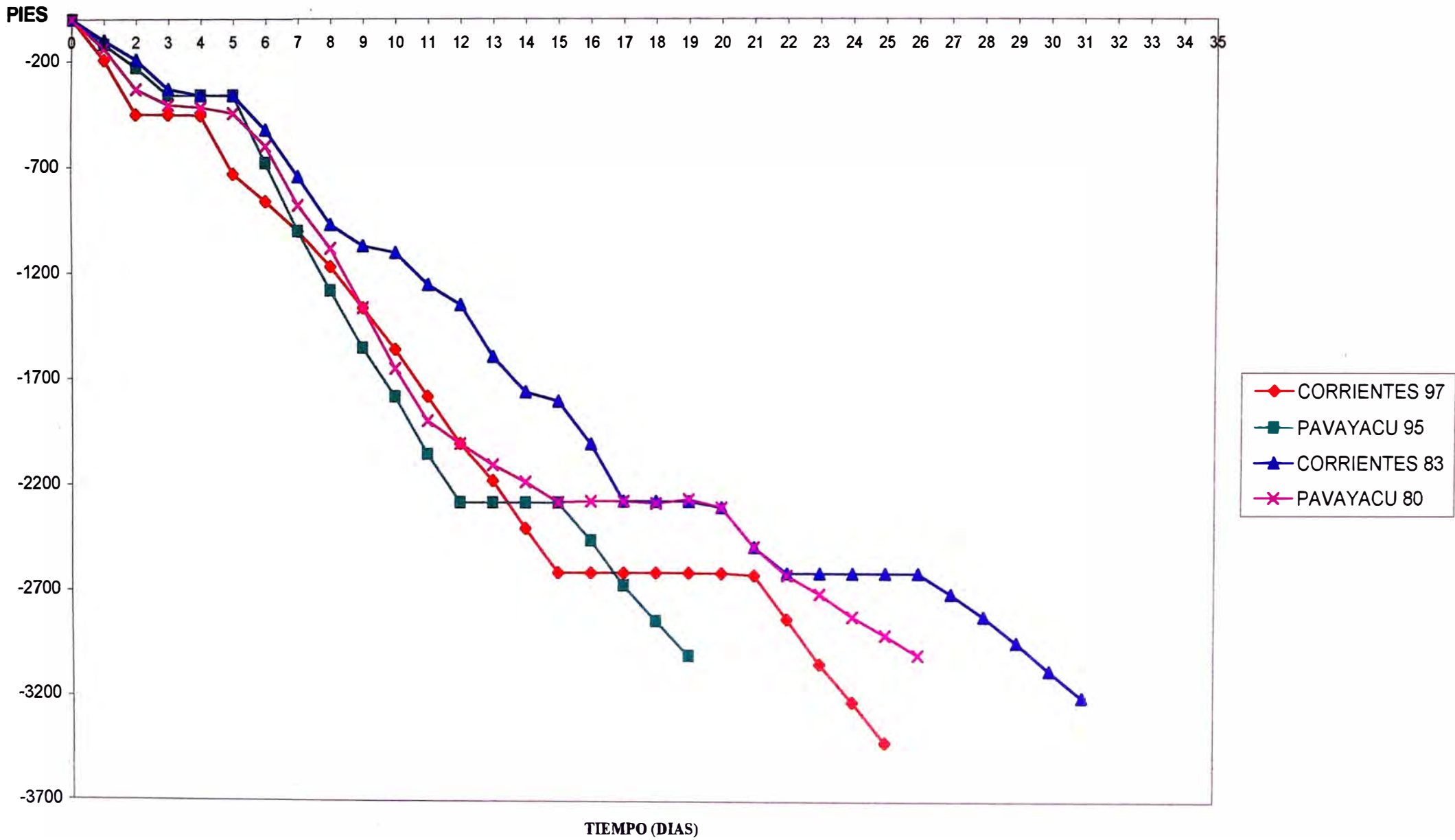


COSTO UNITARIO PROMEDIO POR POZO EN TRAMOS DE 8 1/2” Y 12 1/4” AREA CORRIENTES - PAVAYACU

DOLAR / METRO



AVANCE PERFORACION POZOS TIPO "S"



Anexo V

**RESULTADOS DE TIEMPOS PROMEDIO DE PERFORACION POR TRAMOS DE TRAYECTORIA "S"
POZOS: CORRIENTES-PAVAYACU-CHAMBIRA**

Antes del Año 1993 : (Periodo en el que se emplean solo brocas Tricónicas)

	TRAMO 17.5 "		TRAMO 12.25 "		TRAMO 8.5"	
CAMPO	Profund. (m)	Tiempo (días)	Profund. (m)	Tiempo (días)	Profund. (m)	Tiempo (días)
Corrientes	500	2.5	2500	15	3200	7
Pavayacu	350	2	2350	10	3000	7

Durante los Años: 1995 - 1996 - 1997 (Periodo en el que se emplean además brocas de PDC)

	TRAMO 17.5 "		TRAMO 12.25 "		TRAMO 8.5"	
Corrientes	500	1.5	2500	12	3200	3
Pavayacu	350	2	2350	7.5	3000	3.5
Chambira	600	2.5	3150	15	3800	4

Anexo VI

ANGULOS DE DEFLEXION EN °/100' PARA DIVERSOS TAMAÑOS DE POZOS SEGUN MOTOR DE FONDO Y SUSTITUTO DE DESVIACION ESPECIFICOS

	5" PDM		6-1/2" PDM		7-3/4" PDM		9-5/8" PDM		12" PDM	
Angulo del sustituto de desviación	Diámetro del Pozo	Angulo de Deflexión	Diámetro del Pozo	Angulo de Deflexión	Diámetro del Pozo	Angulo de Deflexión	Diámetro del Pozo	Angulo de Deflexión	Diámetro del Pozo	Angulo de Deflexión
1°	6"	3°30'	8-3/4"	2°30'	9-7/8"	2°30'	13-1/2"	2°00'	17-1/2"	2°00'
1-1/2°		4°45'		3°30'		3°45'		3°00'		4°00'
2°		5°30'		4°30'		5°00'		4°30'		5°30'
1°	6-3/4"	3°00'	9-7/8"	1°45'	10-5/8"	2°00'	15"	1°45'	22"	2°00'
1-1/2°		3°00'		3°30'		2°30'		2°35'		3°15'
2°		5°00'		3°45'		4°15'		3°45'		4°00'
2-1/2°		5°45'		5°00'		5°30'		5°00'		
1°	7-7/8"	2°30'	10-5/8"	1°15'	12-1/4"	1°45'	17-1/2"	1°15'	26"	1°45'
1-1/2°		3°30'		2°00'		2°30'		2°15'		3°00'
2°		4°30'		3°00'		3°30'		3°00'		3°30'
2-1/2°		5°30'		4°00'		5°00'		4°30'		

Anexo VII

PARAMETROS DE PERFORACION PARA BROCAS DE 8 1/2"

PARAMETROS DE PERFORACION	TIPO DE BROCA	
	TRICONICAS	P D C
Peso sobre la broca (Mlbs)	30 / 45	15 / 25
Revoluciones (RPM)	50 / 130	100 / 150
Caudal (GPM)	251 / 300	330 / 500
Chorros (TFA) - (Pulg ²)	. 1473 -- . 2101	. 2631 -- . 3712
Presión (PSI)	3,000	3,000

Anexo VIII

13.1 FUNDAMENTOS BASICOS DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

13.1.1 Definiciones Básicas

Perforación Direccional: Es el proceso de la desviación de un punto a lo largo de una trayectoria a fin de alcanzar un objetivo predeterminado.

Control de la Desviación: Es el proceso de mantener el hoyo dentro de límites programados relativos al ángulo de inclinación y separación horizontal medidos desde la vertical.

La perforación es un proceso tridimensional donde la broca no solamente penetra verticalmente sino que también puede ser desviada de la vertical en los planos X-Y.

El plano X se define como el plano de dirección y el plano Y como el plano de inclinación, los ángulos asociados con la deflexión en los planos X-Y son llamados ángulos de “dirección” e “inclinación” respectivamente.

La Fig. 1 muestra los planos de proyección de la trayectoria dirigida.

13.1.2 Consideraciones para la planificación de un pozo dirigido

13.1.2.1 Características de las Formaciones

Los efectos naturales de las formaciones pueden afectar el perfil de la trayectoria dirigida de un pozo produciéndose cambios en los ángulos de inclinación y dirección mientras se esta perforando. Estos cambios pueden ocurrir cuando hay presencia de buzamientos (inclinación) de los estratos, fallas geológicas y la dureza de las formaciones.

Así mismo los parámetros de perforación como el peso sobre la broca (WOB), revoluciones de la mesa rotaria (RPM), la hidráulica y el conjunto de fondo (BHA) pueden afectar también la cantidad de desviación.

En la Selva Norte, las formaciones geológicas presentan un alineamiento casi horizontal de sus estratos ó capas estratigráficas, las cuales difieren por sus características de perforabilidad (dureza).

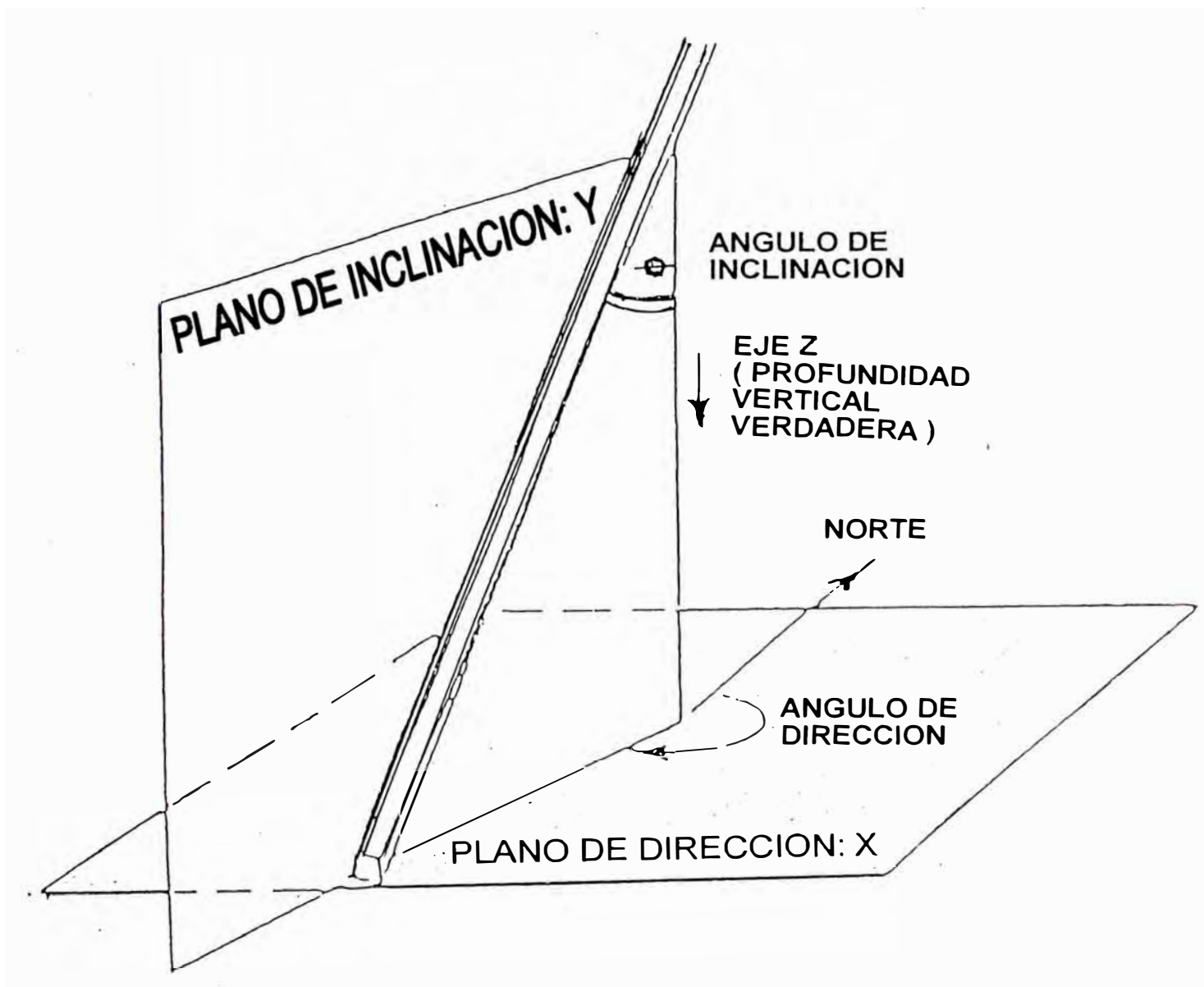


Fig 1 PLANOS DE INCLINACION Y DIRECCION A MEDIDA QUE EL POZO AVANZA EN EL PLANO DE PROFUNDIDAD

Por lo tanto en la planificación direccional de un pozo, los efectos que ejercen las formaciones se toman en cuenta fundamentalmente para:

- Selección del punto de desviación.
- Controlar la tendencia de giro del hoyo tanto a la derecha o izquierda.

13.1.2.2 Sistema de Coordenadas

Para los propósitos de la planificación de un pozo direccional se utiliza las coordenadas rectangulares mediante el sistema universalmente conocido como: “Universal transverse Mercator” (UTM), el cual consiste básicamente en la proyección de la superficie de la tierra sobre una superficie plana a fin de facilitar la ubicación de un punto en los mapas. En el sistema UTM, la ubicación de un punto sobre la tierra está dada por las coordenadas Norte y Este, partiendo de mediciones hechas con referencia a un Punto de Vista de Satélite (PVS) ubicado en el área de interés.

Asimismo la dirección de la trayectoria está referida al Norte verdadero (geográfico) la que puede ser expresada de dos maneras:

- Como azimuth, en el cual el ángulo es medido de 0° a 359.99° desde el Norte (sentido horario).
- Sistema de cuadrantes, en el cual el ángulo es medido de 0° a 90° desde el Norte o Sur.

Para efectos de los cálculos de los registros de desviación es necesario que las direcciones estén referidas al Norte Geográfico para lo cual se debe realizar la corrección por efecto de la Declinación Magnética de la locación. La Declinación Magnética es el ángulo entre el Norte Magnético y el Norte Geográfico el cual cambia con el tiempo y el lugar.

13.1.2.3 Objetivo del fondo de pozo

El objetivo de un pozo se da en base a criterios geológicos, la ubicación se expresa también mediante las coordenadas UTM y la profundidad vertical del objetivo. En la planificación y durante la perforación se utiliza simplemente las coordenadas parciales referidas al objetivo (diferencia entre las coordenadas de fondo y superficie), esta simplificación involucra el uso de las coordenadas de superficie como punto de referencia con valores de (0,0) que generalmente es la cabeza del pozo.

Si la diferencia de coordenadas Norte es positiva, entonces la dirección es hacia el Norte y si es negativa es hacia el Sur. Si la diferencia de coordenadas Este es positiva, entonces se apunta al Este y si es negativa es hacia el Oeste.

Al utilizar las coordenadas parciales se determina lo siguiente:

- Ubicación del objetivo en el mapa, se logra por la diferencia de las coordenadas UTM (Norte y Este) entre los puntos de superficie y el fondo, denominados como: ΔN y ΔE .
- La dirección y la distancia horizontal en coordenadas rectangulares es calculada como:
 - dirección = azimuth = $\tan^{-1} [(\Delta E / \Delta N)]$
 - distancia horizontal = $[(\Delta E)^2 + (\Delta N)^2]^{1/2}$
- El radio del objetivo usualmente se considera como una : 1/ 12 parte de la separación horizontal.

13.1.2.4 Tipos de Trayectorias

Los tipos de trayectorias para perforar pozos dirigidos en Selva Norte son:

a) Trayectoria Tipo “S”; esta trayectoria es la que comunmente se utiliza en la Selva, consta de tres secciones:

- 1º) Sección del incremento del ángulo de inclinación (“build-up”).
- 2º) Sección de mantenimiento del ángulo (“hold”).
- 3º) Sección de caída del ángulo (“drop off”)

Los objetivos son perforados verticalmente.

Las tres secciones de la trayectoria tipo “S” (también llamados pozos de radio largo), son perforadas en diferentes tamaños de hueco, tenemos así por ejemplo:

- Tramo de 17 1/2”; para la sección del incremento del ángulo de inclinación hasta alcanzar el máximo ángulo programado.
- Tramo de 12 1/4”; para la sección de mantenimiento del ángulo (sección tangencial) y la caída del ángulo hasta obtener la verticalidad.

– Tramo de 8 1/2”; para la sección vertical de la trayectoria hasta alcanzar el objetivo.

La trayectoria tipo “S” se utiliza en Selva por las siguientes razones:

- Los objetivos programados son relativamente profundos, ya que varían entre las profundidades verticales de 2,700, 3,000 y 3,350 metros.
- Las separaciones horizontales de los pozos varían de cortas a medianamente largas, es decir de 300, 600 y 1,000 metros.
- Estas condiciones del pozo permiten terminar el control direccional en el tramo de 12 1/4”.
- La sección vertical de la trayectoria facilita los trabajos de perforación del tramo de producción y los trabajos de completación de las arenas de interés.

b) Trayectoria Tipo “J” (Slant); este tipo de trayectoria se compone de dos secciones:

- 1º) Incremento del ángulo.
- 2º) Mantenimiento del ángulo de inclinación.

Las secciones de la trayectoria se desarrollan en los siguientes tramos:

- Tramo de 17 1/2”; corresponde a la sección del incremento del ángulo hasta alcanzar el máximo programado.
- Tramo de 12 1/4” y 8 1/2”; secciones del mantenimiento del ángulo hasta alcanzar el objetivo.

La trayectoria tipo “Slant” es utilizada con frecuencia cuando se requiere un desplazamiento horizontal grande para alcanzar objetivos en pozos poco profundos. En Selva Norte se han utilizado generalmente cuando el objetivo tiene una separación horizontal mayor de 1,000 metros y para aumentar la potencia virtual de la formación.

13.1.2.5 Determinación del punto de desviación:

El punto de desviación (“Kick Off Point”) es la profundidad vertical a partir de la cual se inicia la desviación del pozo con una dirección e inclinación programada. La selección del punto de desviación está dada por consideraciones geométricas del perfil de la trayectoria y por características geológicas. En Selva Norte los puntos de desviación normalmente se realizan a profundidades verticales que oscilan entre los 45 y 100 metros. (para pozos tipo “S”).

13.1.2.6 Velocidades del Crecimiento y Caída del ángulo de inclinación

Los valores de las velocidades del incremento y caída del ángulo de inclinación son determinados en función de las siguientes consideraciones:

- 1) Profundidad total del pozo.
- 2) Máximos arrastres y torque permisible en el pozo.
- 3) Altas variaciones en los ángulos de inclinación y dirección en la sección del incremento, generan altos torques y arrastres que afectan al resto de la trayectoria del pozo que se está perforando.
- 4) Los tipos de formaciones, por ejemplo las formaciones blandas no permiten altas velocidades de incremento del ángulo pero sí favorecen la caída del ángulo.
- 5) Las limitaciones mecánicas de la sarta de perforación ó de la tubería de revestimiento.
- 6) La formación de “Dog-Legs” (“pateperros”) y “Key-Seat” (“ojos de llave”) en las secciones de incremento ó caída del ángulo.

Los valores del incremento y caída del ángulo utilizados en los pozos tipo “S” de la Selva Norte son de 2° a 2.5°/ 30 mt. y de 1° a 1.5°/ 30 mt. respectivamente.

13.1.2.7 Etapas de la planificación de una trayectoria dirigida.

Las principales etapas en la planificación de una trayectoria dirigida son:

- La primera etapa de la planificación de un pozo dirigido es determinar la trayectoria en el plano vertical (profundidad vertical-separación horizontal) y luego en el plano horizontal (dirección). En la Fig. 2 se muestran las vistas vertical y horizontal de una trayectoria tipo “S”. Determinar los tipos de conjunto de fondo rotatorios teniendo en cuenta la influencia de la litología de las formaciones a perforar.
- El área del objetivo proporciona una zona de tolerancia para que la trayectoria del pozo pase a través de él. El tamaño lo da el denominado: radio del objetivo.
- El tamaño y las dimensiones del objetivo se basan generalmente en factores relacionados al drenaje del yacimiento y criterios geológicos.

GRAFICO DE INCLINACIÓN

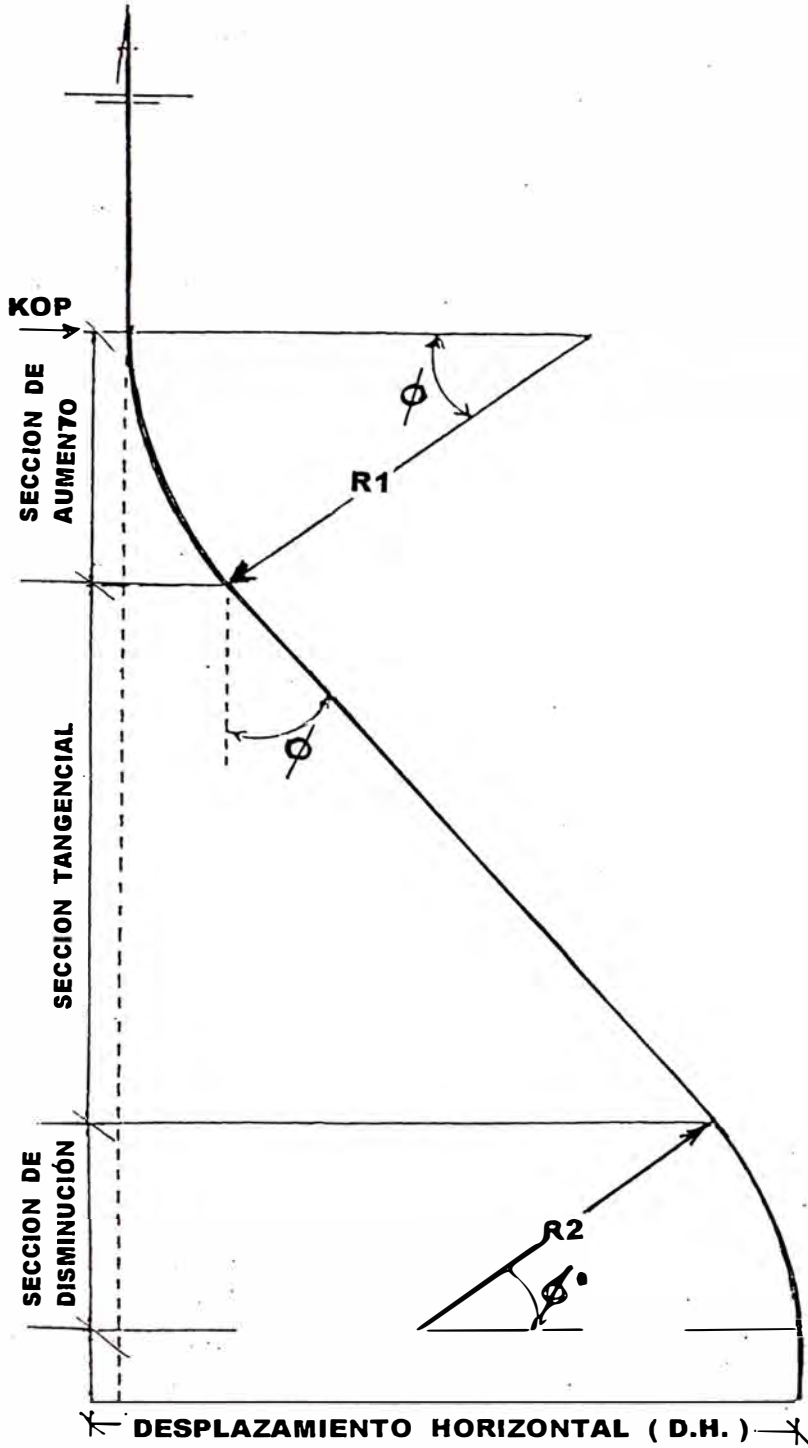
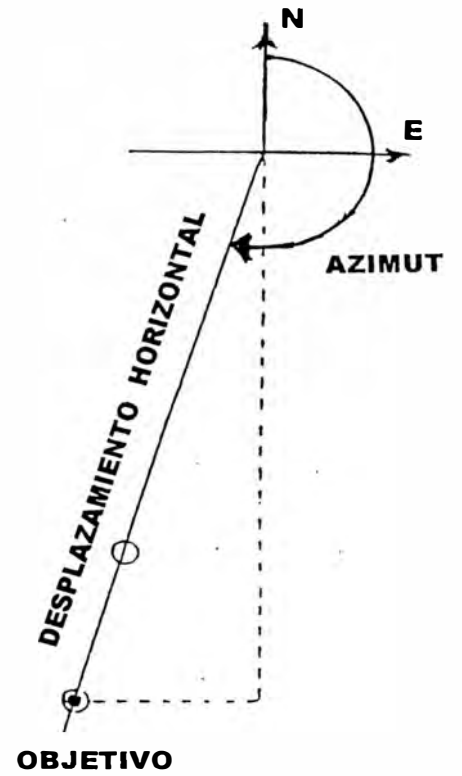


GRAFICO DE ORIENTACIÓN



$R_1 + R_2 > (D.H.)$

Fig 2 PLANOS VERTICAL Y HORIZONTAL DE LA TRAYECTORIA TIPO "S"

Cuando se inicia la desviación en el punto seleccionado (KOP), la práctica es la de orientar la trayectoria a algún ángulo de dirección específica llamado “ángulo de compensación” o “ángulo lead”, este ángulo es a la derecha ó izquierda de la trayectoria programada. Este procedimiento se basa en la experiencia de pozos vecinos y los factores que afectan a que la broca realice un trayecto como si “caminara”, observar la Fig. 3.

13.2 PLANEAMIENTO DE UN POZO DIRIGIDO

Lo primero en la planificación de un pozo direccional es el diseño de la trayectoria del pozo, para lograr así su intersección con el objetivo dado. Para detallar esta parte, utilizamos las trayectorias de los tipos: “S” y “J” (Slant), siendo el tipo “S” el de mayor aplicación en la Selva Norte.

13.2.1 Trayectoria tipo “S”

Esta trayectoria posee tres secciones, las cuales son:

- Incremento
- Mantenimiento y
- Disminución del ángulo de inclinación, (ver Fig. 2)

El objetivo es interceptado por una trayectoria vertical. Para el diseño geométrico de la trayectoria se requiere la siguiente información:

- Coordenadas UTM de superficie ($N_{sup.}$, $E_{sup.}$).
- Coordenadas UTM del objetivo (N_{ob} , E_{ob}).
- Profundidad vertical del objetivo (V_5).
- Profundidad vertical del punto de desviación (V_1).
- Velocidad de incremento del ángulo de inclinación (b).
- Velocidad de caída del ángulo (b').
- Prof. vertical del fin de caída del ángulo (V_4).
- Separación horizontal al objetivo (D_4).

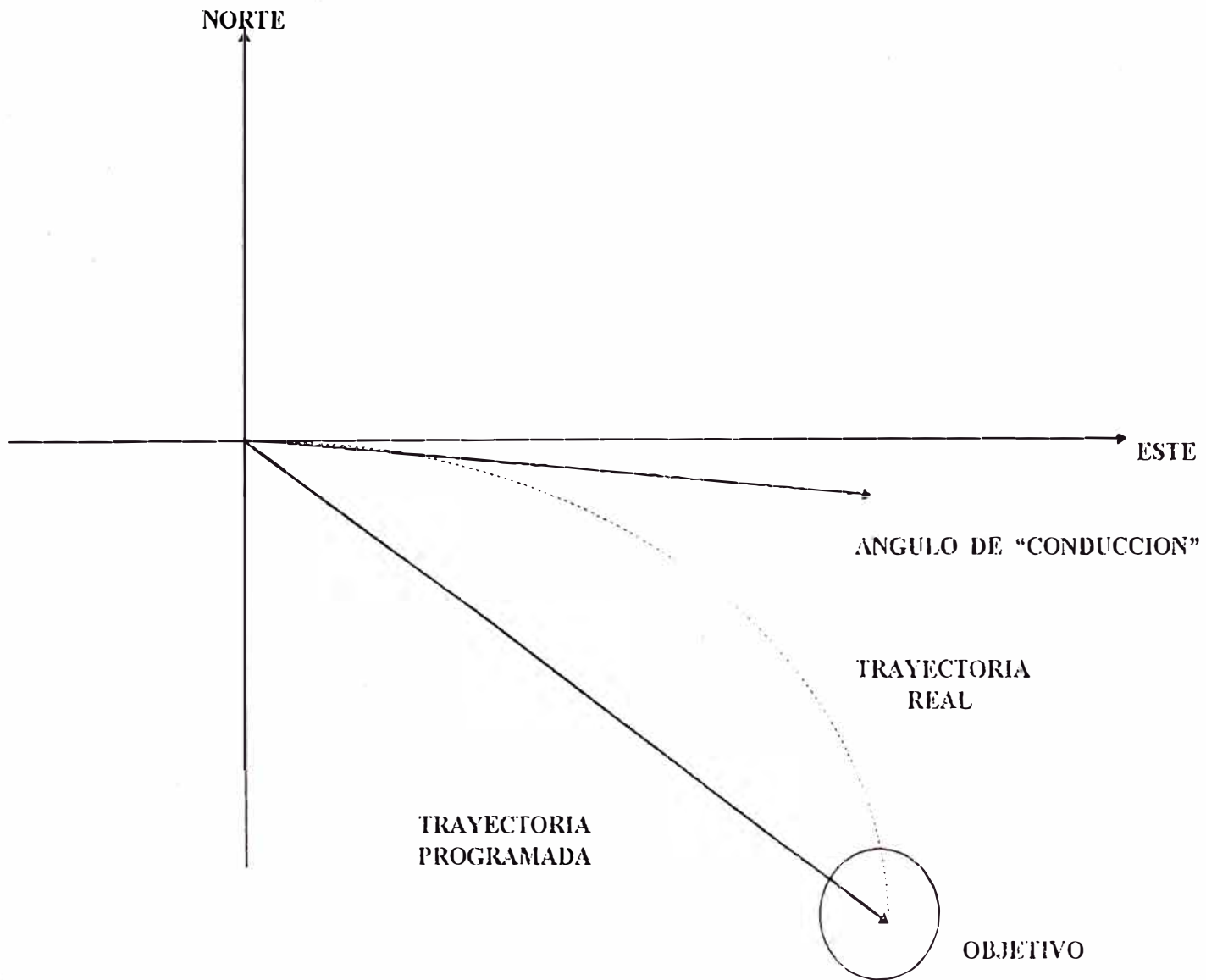


Fig. 3 ESQUEMA DEL USO DEL ANGULO DE "CONDUCCION" PARA COMPENSAR GIRO DE LA BROCA

Para los pozos tipo "S" en el lote 8, seleccionamos el caso en el que la suma de los radios de curvatura de las secciones de incremento y caída del ángulo es mayor que el desplazamiento horizontal ($B + B' > D_4$).

El cálculo de los parámetros de la trayectoria tipo "S" se determina en base a la construcción geométrica de la Fig. 4, según esta tenemos:

A) En el Plano Vertical :

1) Radio de curvatura del incremento del ángulo (B):

$$B = \frac{180}{\pi \times b}$$

2) Radio de curvatura de la caída del ángulo (B'):

$$B' = \frac{180}{\pi \times b'}$$

3) Angulo máximo (ϕ_m):

$$\phi_m = \frac{\text{sen}^{-1} \frac{B + B'}{V_4 - V_1} \cos \left(\text{tg}^{-1} \frac{(B + B' - D_4)}{V_4 - V_1} \right)}{- \text{tg}^{-1} \frac{(B + B' - D_4)}{V_4 - V_1}}$$

En la construcción geométrica se observa que: $\phi_m = \beta - \delta$

4) Profundidad vertical al final del incremento del ángulo (V_2):

$$V_2 = V_1 + B \text{ sen } \phi$$

5) Profundidad medida al final del incremento del ángulo (M_2):

$$M_2 = V_1 + \frac{\phi_m}{B}$$

6) Separación horizontal final al incremento del ángulo (D_2):

$$D_2 = B (1 - \cos \phi_m)$$

8) Profundidad vertical al inicio de la caída del ángulo (V_1):

$$V_1 = V_4 - B' \text{ sen } \phi_m$$

8) Profundidad media al inicio de la caída del ángulo (M_3) :

$$M_3 = M_2 + \frac{V_3 - V_2}{\cos \phi_m}$$

9) Separación horizontal al inicio de la caída del ángulo (D_3):

$$D_3 = D_4 - B' (1 - \cos \phi_m)$$

10) Profundidad medida de la tubería de revestimiento (M_{csg}):

$$M_{csg} ; M_n = M_{n-1} + \frac{V_n - V_{n-1}}{\cos \phi_m}$$

11) Profundidad medida al final de la caída del ángulo (M_4)

$$M_4 = M_3 + \frac{\phi_m}{b'}$$

Zona Vertical :

12) Profundidad medida del objetivo (M_5):

$$M_5 = M_4 + (V_5 - V_4)$$

13) Profundidad final medida (MPF):

$$M_{PF} = M_n = M_{n-1} + (V_n - V_{n-1})$$

B) En el Plano Horizontal :

1) Separación horizontal al objetivo (D_4):

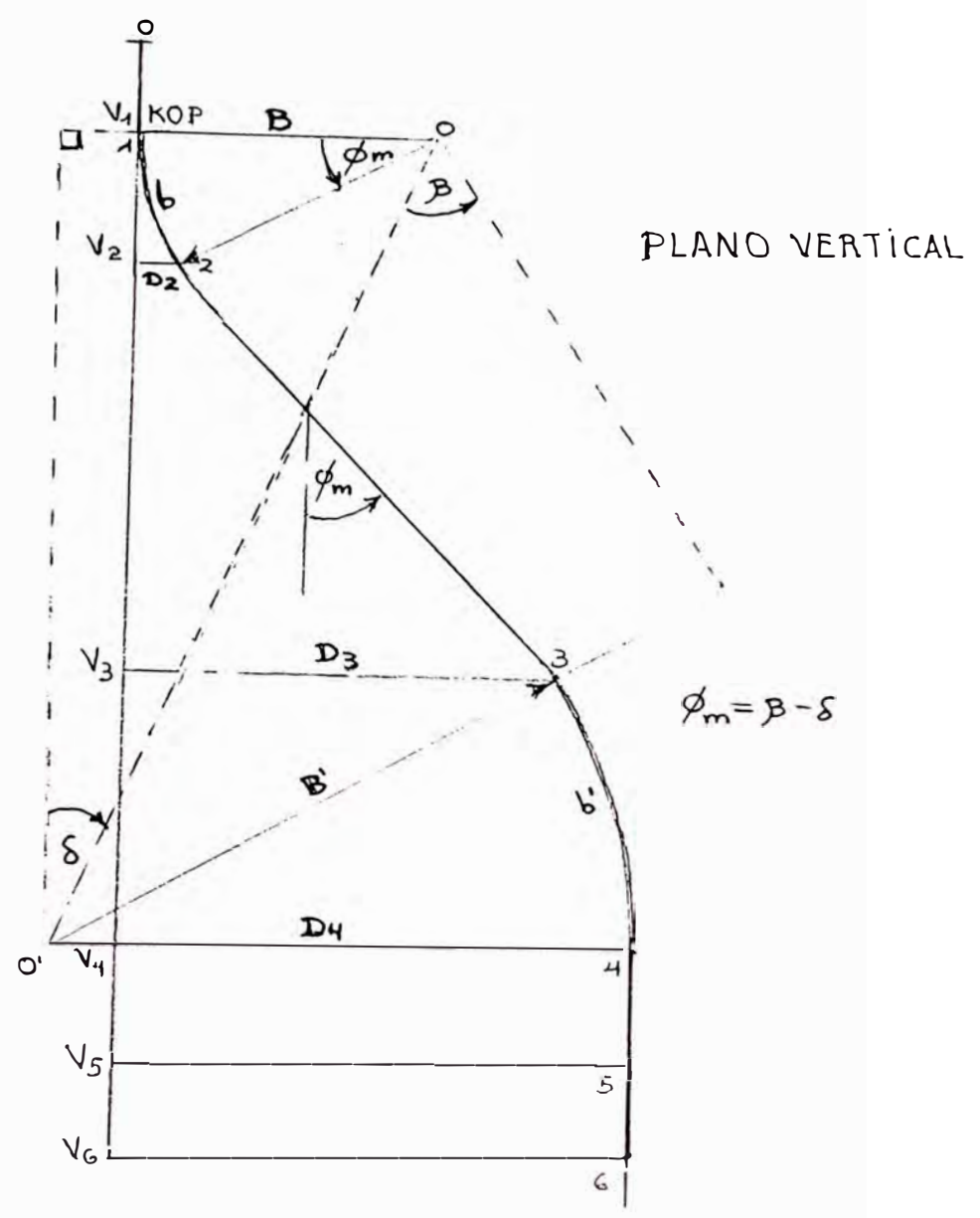
$$D_4 = [(\text{Coord } N_{ob} - \text{Coord } N_{sup})^2 + (\text{Coord } E_{ob} - \text{Coord } E_{sup})^2]^{1/2}$$

$$D_4 = [(\wedge N)^2 + (\wedge E)^2]^{1/2}$$

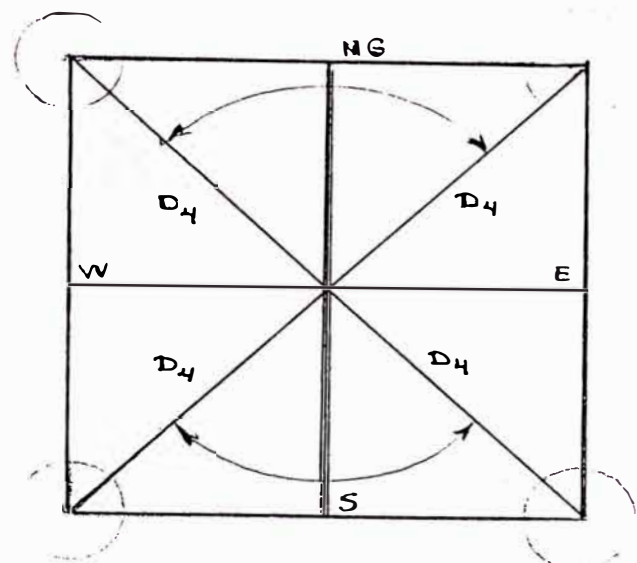
2) Dirección de la trayectoria al objetivo

$$\varphi = \text{tg}^{-1} (\wedge E / \wedge N)$$

Este procedimiento del diseño de la curva tipo “ S ”, se ha elaborado como una hoja de cálculo según programas especializados que corren en computadora, lo cual facilita la planificación direccional del pozo. En la fig. 5 se muestra la hoja de cálculo con el diseño de la trayectoria dirigida.



PLANIFICACION GEOMETRICA DE LA TRAYECTORIA TIPO "S"



PLANO HORIZONTAL

Fig 4

13.2.2 Trayectoria tipo "J" (Slant)

Esta trayectoria consta de dos (2) secciones que son: incremento y mantenimiento del ángulo de inclinación. El objetivo es interceptado con el ángulo máximo programado. Para el diseño de la trayectoria se requiere la siguiente información :

- Coordenadas de superficie (Nsup, Esup)
- Coordenadas del objetivo (Nob, Eob)
- Profundidad vertical del objetivo (V_t)
- Prof. vertical al punto de desviación (V_b)
- Velocidad del incremento del ángulo de inclinación (ϕ)
- Separación horizontal al objetivo (Ht)

En base a la construcción geométrica de la fig. 6 (plano vertical), se calculan los siguientes parámetros :

A) En el plano vertical:

1) Radio de curvatura (R):

$$\frac{\phi}{360} = \frac{1}{2\pi R} ;$$

$$R = \frac{180}{\pi \phi}$$

2) Angulo máximo (α):

$$\alpha = x + y$$

$$\text{tg } x = \frac{Ht - R}{V_t - V_b}$$

$$\text{sen } y = \frac{PC}{PT} = \frac{R}{V_t - V_b / \cos x} = \frac{R \cos x}{V_t - V_b}$$

$$\alpha = \text{tg}^{-1} \frac{Ht - R}{V_t - V_b} + \text{sen}^{-1} \frac{R \cos (\text{tg}^{-1} (Ht - R / (V_t - V_b)))}{V_t - V_b}$$

DISEÑO TRAYECTORIA PERFORACION DIRIGIDA POZO 159D-CORRIENTES
(METODO RADIO DE CURVATURA)

=====

ALTER.	TOP (m)	FINAL	SEPAR. HORIZ. (m)	RATE	RATE	MAX. < INCL. (Grd)	FINAL		CASING		INICIO		FINAL	ZONA VERTICAL					
		DROP		BUILD	DROP		MAX.	1 1/2-3/8		DROP OFF		DROP OFF	CSG 9-5/8		AR.PRODUCT.		PROF. FINAL		
		OFF		UP	OFF			VD	WD	VD	WD	VD	WD	WD	VD	WD	VD	WD	VD
		VD		(g/100 m)	(g/100 m)		(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
1	100	2460	1914	2.5	1.25	29.0	434	449	446	462	1792	2003	2700	2540	2780	2970	3210	3072	3312
2	100	2410	1014	2.5	1.25	30.0	444	460	456	474	1723	1937	2656	2494	2740	2970	3216	3072	3318
3	100	2520	1014	2.5	1.25	28.0	423	436	435	450	1874	2080	2752	2583	2815	2970	3202	3072	3304
4	100	2315	1014	2.5	1.25	32.0	464	484	476	498	1587	1807	2575	2480	2740	2970	3230	3072	3332

	COORDENADAS (m)		SEPARACION HORIZONTAL (m)	RADIO (m)	DIRECCION	AZIMUT
	N	E				
SUP:	9,575,712.9	495,336.3	1014	85	S 2.0 °	182.0 °
FONDO:	9,574,699.3	495,301.4				
PARCIAL	-1013.62	-34.85				

Fig 5

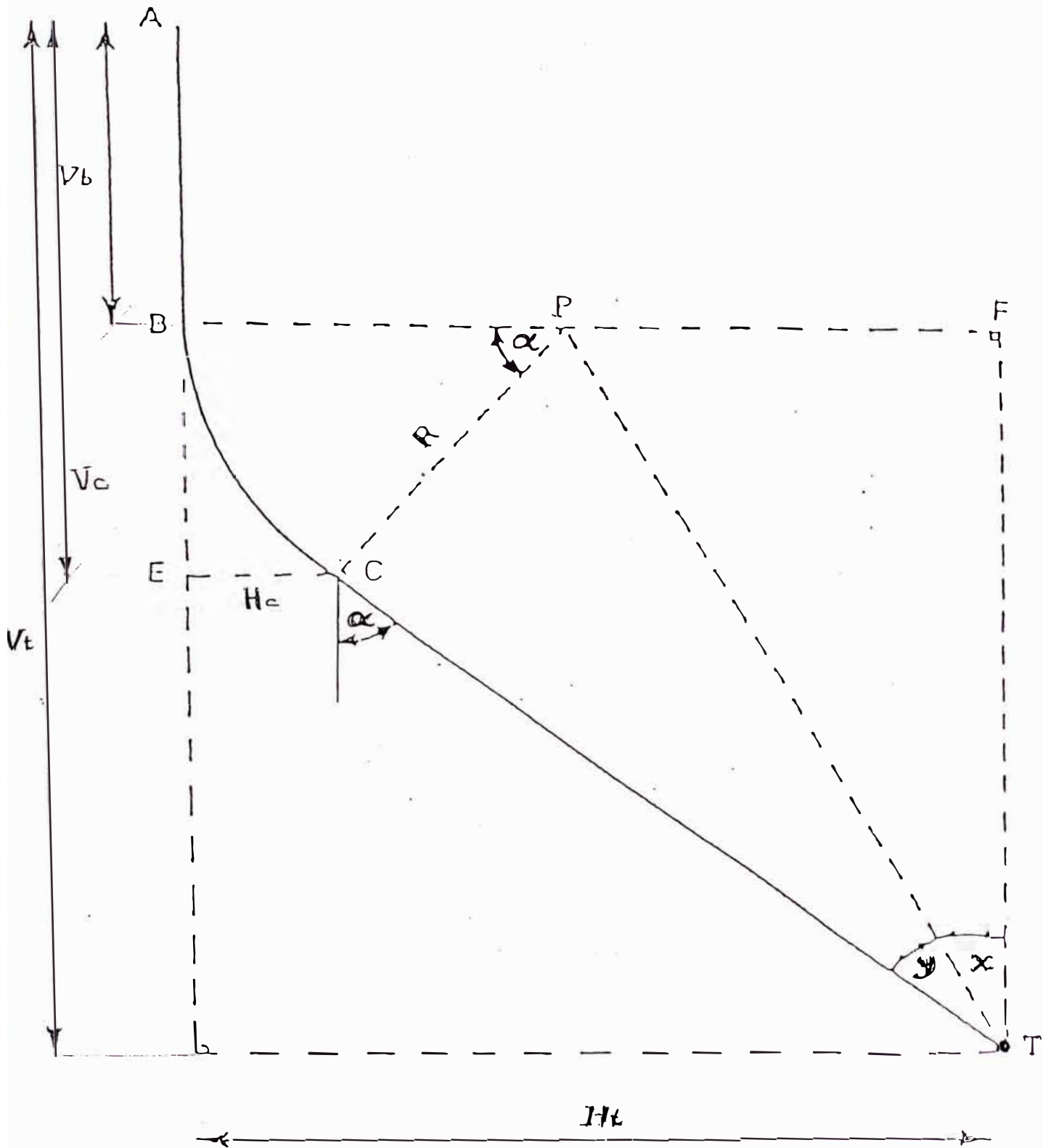


Fig 6 PLANIFICACION GEOMETRICA DE TRAYECTORIA TIPO "J" (SLANT)

3) Prof. vertical al final del incremento del ángulo (V_c)

$$V_c = V_b + R \operatorname{sen} \alpha$$

4) Separación horizontal al final del incremento

ángulo (H_c):

$$H_c = R - R \cos \alpha$$

$$H_c = R (1 - \cos \alpha)$$

5) Profundidad medida al final del incremento del ángulo (M_c):

$$M_c = V_b + \frac{\alpha}{\phi}$$

6) Profundidad medida al objetivo (M_t):

$$M_t = M_c + \frac{V_t - V_c}{\cos \alpha}$$

B) En el plano horizontal

1) Separación horizontal hasta el objetivo (H_t):

$$H_t = [(\operatorname{Coord} N_{ob} - \operatorname{Coord} N_{sup})^2 + (\operatorname{Coord} E_{ob} - \operatorname{Coord} E_{sup})^2]^{1/2}$$

$$H_t = [(N)^2 + (E)^2]^{1/2}$$

2) Dirección de la trayectoria al objetivo (β):

$$\beta = \operatorname{tg}^{-1} (\hat{E} / \hat{N})$$

13.2.3 Resumen de la Planificación de una Trayectoria Dirigida :

⇒ De la información geológica, establecer la profundidad del objetivo, radio del objetivo y desplazamiento horizontal del objetivo.

- ⇒ Seleccionar el punto de desviación, velocidades de incremento y/o caída del ángulo de inclinación, luego escoger el tipo de trayectoria para alcanzar el objetivo predeterminado.
- ⇒ Calcular el punto de máxima inclinación y otra información con respecto a la trayectoria.
- ⇒ Determinar el ángulo de “conducción” y estimar la tasa de cambio de dirección.
- ⇒ Calcular la trayectoria que seguirá el pozo hasta alcanzar el objetivo en los planos vertical y horizontal.

13.3 CALCULO DE LA TRAYECTORIA Y PLANIFICACION DEL PUNTO DE DESVIACION

El método convencional para determinar el curso que está tomando un pozo direccional es el de averiguar las coordenadas usando algún tipo de instrumento de medición, para medir la inclinación y dirección a varias profundidades (estaciones) y luego calcular la trayectoria.

13.3.1 Método del Angulo Promedio

Este método promedia los ángulos de inclinación y dirección entre dos puntos de medición y asume una línea recta para intersectar a las dos estaciones en los planos vertical y horizontal. En la fig. 7 podemos calcular las coordenadas para los planos vertical y horizontal.

Coordenadas en el Plano vertical

$$V = L \cos \left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \right)$$

Coordenadas en el Plano horizontal

$$N = L \sin \left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2} \right) \sin \left(\frac{\beta_1 + \beta_2}{2} \right)$$

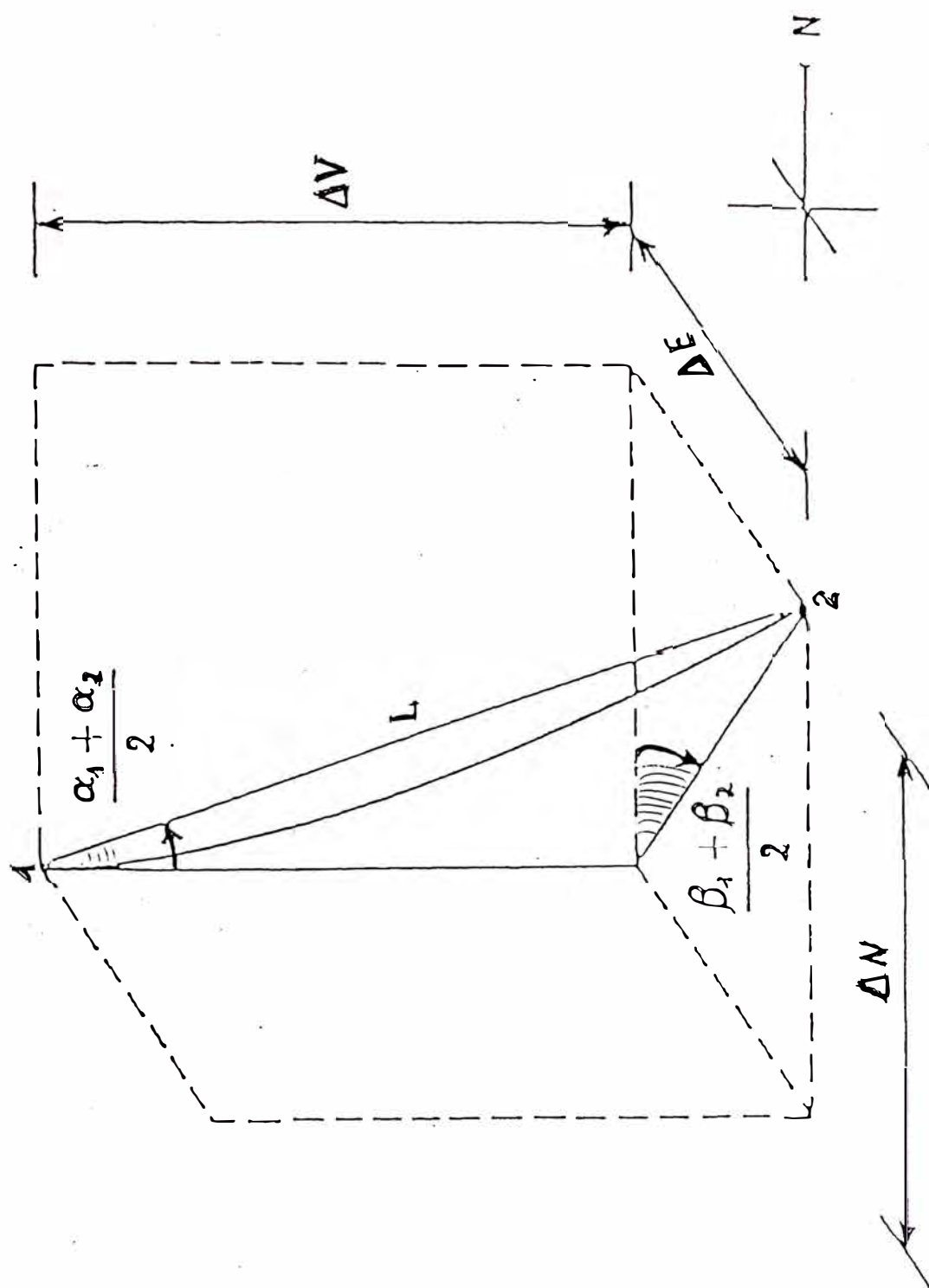


Fig 7 METODO DEL ANGULO PROMEDIO

$$H = \frac{\beta_1 + \beta_2}{2} \quad E = L \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2} \frac{(\beta_1 + \beta_2)}{2}$$

Donde :

α_1 y β_1	:	Inclinación y dirección en el punto 1
α_2 y β_2	:	Inclinación y dirección en el punto 2
L	:	Longitud recta entre los puntos 1 y 2.
\hat{V}	:	Prof. vertical
\hat{H}	:	Separación horizontal
\hat{N}	:	coord. Norte
\hat{E}	:	coord Este

Este método es muy utilizado por los cálculos simples y por la exactitud para calcular la trayectoria. La exactitud es aceptable para curvaturas y longitudes pequeñas.

13.3.2 Método del Radio de Curvatura

Este método asume que el perfil del pozo no es una línea recta sino un arco cilíndrico, tanto en los planos vertical y horizontal. El arco es tangente a la inclinación y dirección en cada punto.

De acuerdo a la fig. 8 se obtienen las coordenadas :

En el plano vertical :

Se obtiene la profundidad vertical (\hat{V}) y la separación horizontal (\hat{H}).

$$\hat{V} = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$$

$$\hat{H} = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\sin \alpha_1 - \sin \alpha_2)$$

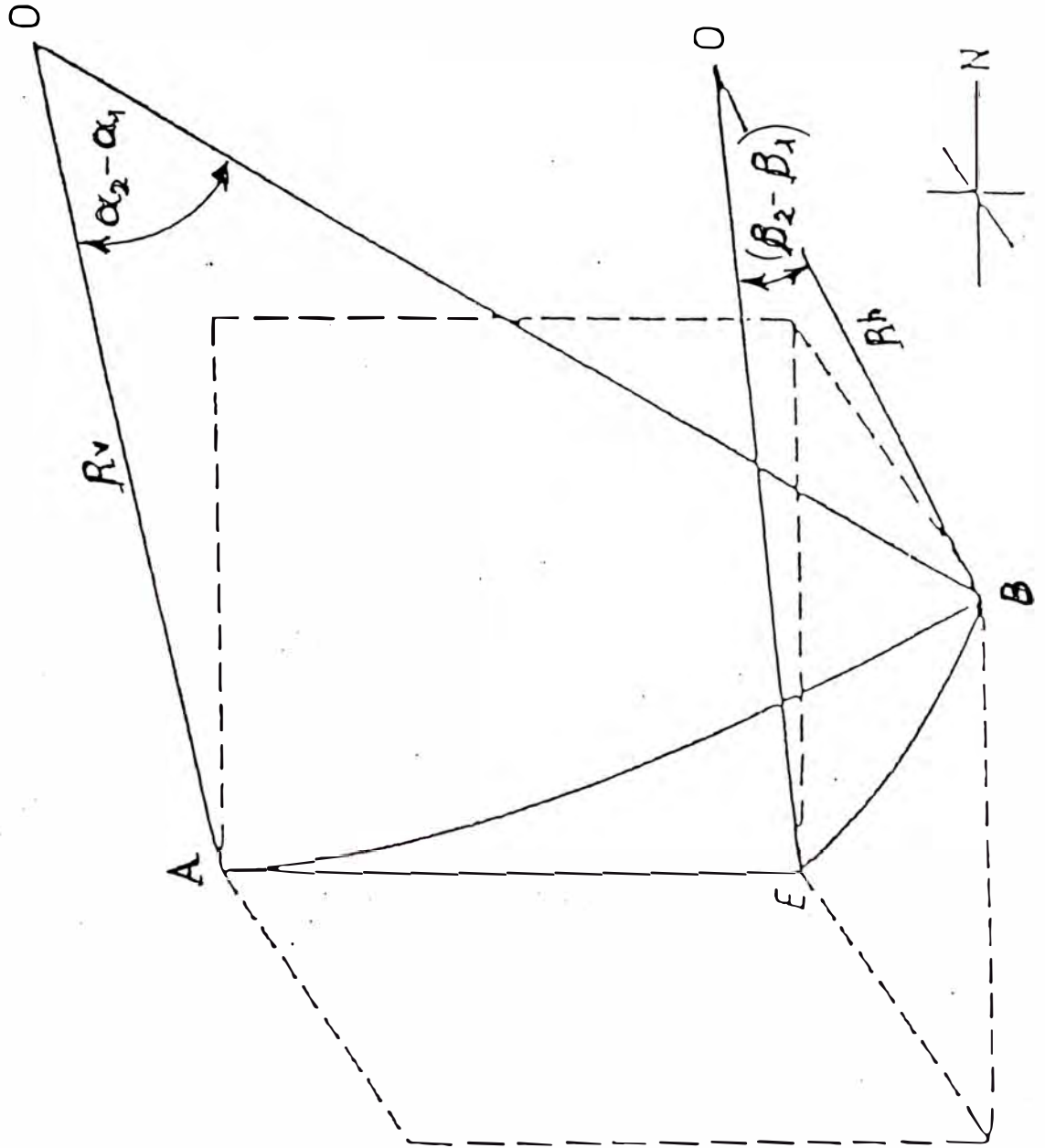


Fig 8 METODO DEL RADIO DE CURVATURA

$$\text{siendo : } Rv = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \cdot \left(\frac{180}{\pi} \right)$$

$$\hat{V} = Rv (\text{sen } \alpha_2 - \text{sen } \alpha_1)$$

Donde :

α_1 y α_2 = inclinación en los puntos 1 y 2.

L = longitud entre los puntos 1 y 2

Rv = Radio de curvatura

En el plano horizontal :

Se obtiene desplazamientos al Norte (\hat{V}) y Este (\hat{E}).

De la fig. 8:

$$Rb = \frac{\hat{H}}{\beta_2 - \beta_1} \left(\frac{180}{\pi} \right)$$

$$\hat{N} = Rb (\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)$$

Entonces:

$$\hat{N} = \frac{\hat{H}}{\beta_2 - \beta_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) (\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)$$

$$\hat{N} = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)(\text{sen } \beta_2 - \text{sen } \beta_1)}{\beta_2 - \beta_1}$$

$$\hat{E} = Rb (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$$

$$\hat{E} = \frac{L}{\alpha_2 - \alpha_1} \left(\frac{180}{\pi} \right) \frac{(\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)(\cos \beta_1 - \cos \beta_2)}{\beta_2 - \beta_1}$$

Este método es exacto para estaciones largas y de altas curvaturas

13.3.3 Método de la Mínima Curvatura

Este método asume una longitud curva entre dos estaciones. También considera el cambio total del ángulo en el perfil del pozo, lo cual define la curvatura de la trayectoria. La curvatura del pozo está relacionada con el ángulo total producido por los “dog-legs” (“pateperros”). Para los cálculos de este método se define un factor (K) que relaciona las secciones rectas y curvas de la trayectoria. Así, según la fig. 9 tenemos lo siguiente :

$$K = \frac{AB + BC}{\text{arc } AC}$$

$$AB = BC = R \times \text{tg} (\phi / 2)$$

(ϕ = ángulo total del “pateperro”)

$$\frac{AC}{2\pi R} = \frac{\phi}{360} \implies AC = \frac{\pi R \phi}{180}$$

Luego tenemos:

$$K = \frac{2}{\phi} \left[\frac{180}{\pi} \right] \text{Tg} \frac{\phi}{2}$$

Esta relación (K) se aplica a las coordenadas en los planos vertical y horizontal.

En el plano vertical :

$$\Delta V = K \frac{L}{2} (\cos \alpha_1 + \cos \alpha_2)$$

$$\Delta H = [(\Delta N)^2 + (\Delta E)^2]^{1/2}$$

En el plano horizontal :

$$\Delta N = K \frac{L}{2} (\text{sen} \alpha_1 \cos \beta_1 + \text{sen} \alpha_2 \cos \beta_2)$$

$$\Delta E = K \frac{L}{2} (\text{sen} \alpha_1 \text{sen} \beta_1 + \text{sen} \alpha_2 \text{sen} \beta_2)$$

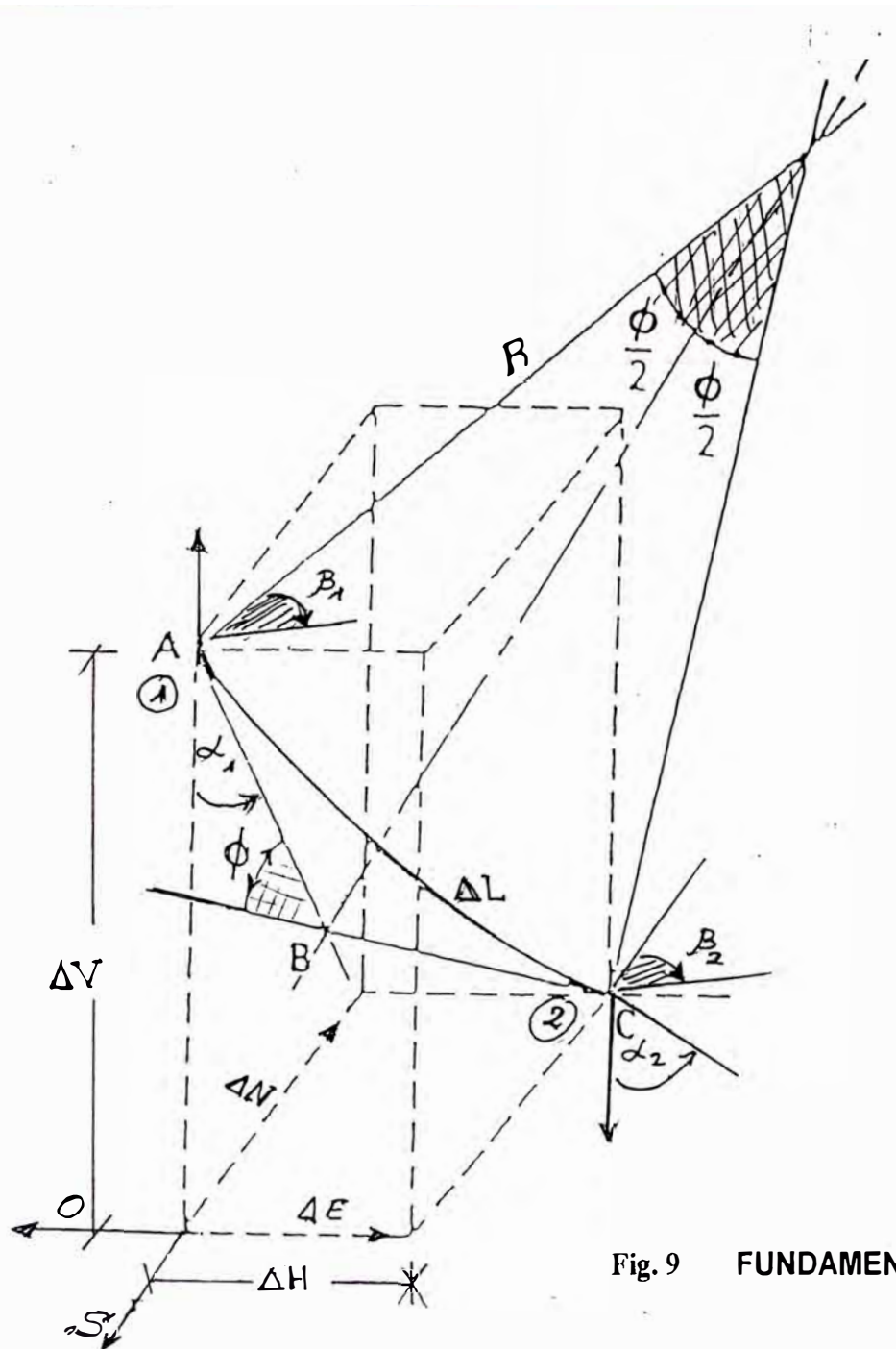


Fig. 9 FUNDAMENTO GRAFICO DEL "DOG-LEG"

Donde se tiene :

L	=	Distancia entre dos puntos
ΔV	=	profundidad vertical.
ΔH	=	desplazamiento horizontal
ΔN	=	coord. Norte
ΔE	=	coord. Este

El cambio total del ángulo entre dos puntos que define la curvatura del pozo (“pateperro”) está dado por :

$$\phi = \cos^{-1} [\cos\alpha_1 \cos\alpha_2 + \text{sen}\alpha_1 \text{sen}\alpha_2 \cos(\beta_2 - \beta_1)]$$

El método de mínima curvatura es el más empleado actualmente para determinar la posición de la trayectoria del pozo, ver fig. 10 y 10a.

13.3.4 Planificación del Punto de Desviación y Cambio de Trayectoria en un Pozo Dirigido tipo “S ”

13.3.4.1 Planificación del Punto de Desviación

- Para efectuar los trabajos de perforación direccional en el Lote 8, el inicio de la deflexión del pozo a una profundidad vertical seleccionada se realiza empleando: un conjunto con motor de fondo y un sustituto de desviación de: 1°, 1.5°, 2°, y 2.5°.
- El inicio de la desviación del pozo dependerá del manejo de la sarta de perforación , de cuya maniobra se origina la desviación de la broca en los planos de inclinación y dirección.
- El sustituto de desviación proporciona la dirección de la cara de la herramienta y la magnitud de la desviación es controlada por el ángulo del sustituto.

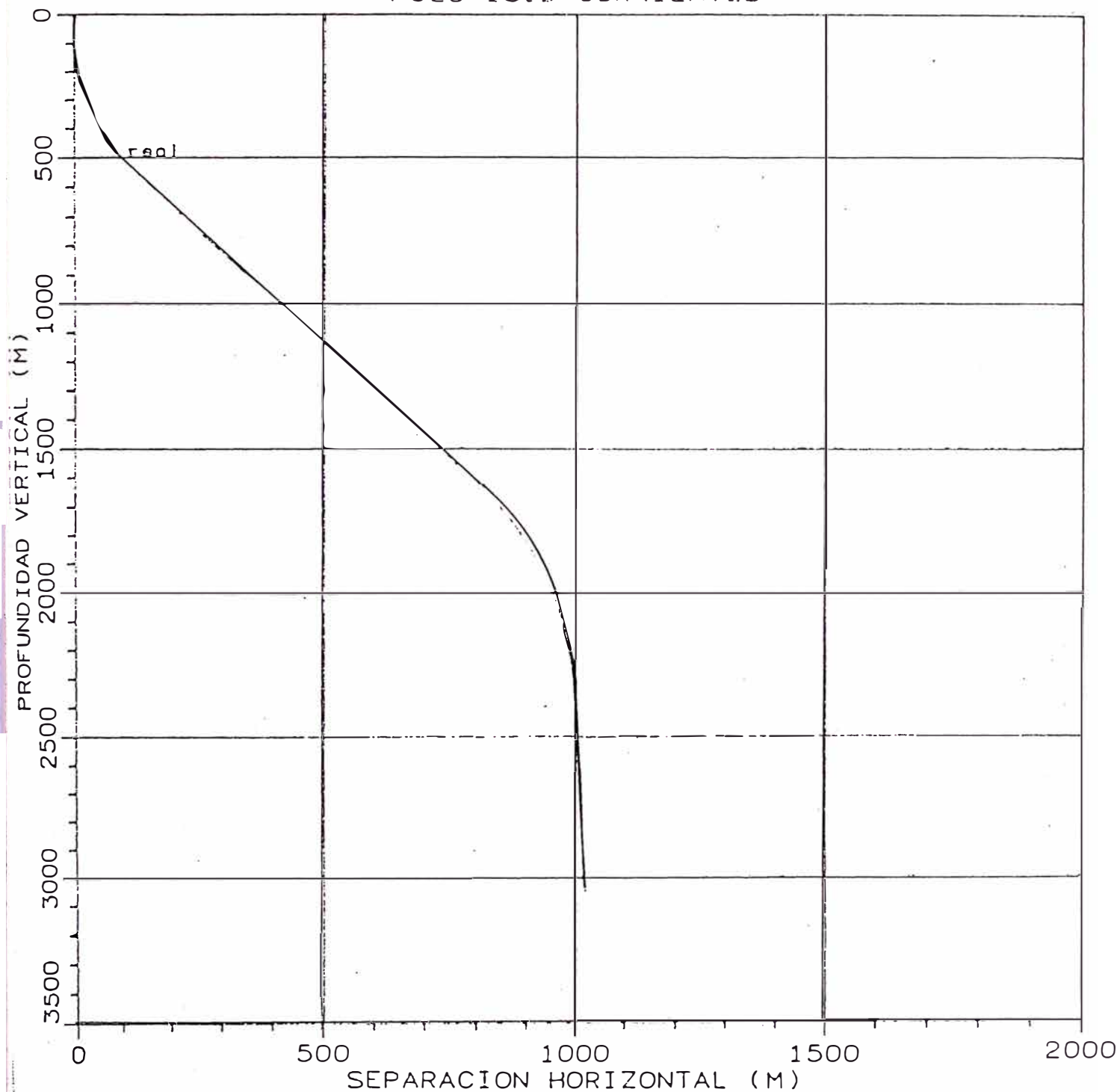
DESARROLLO PERFORACION DIRECCIONAL
POZO 159D-CORRIENTES

Fig 10 APLICACION DEL METODO DE MINIMA CURVATURA

yo 1995

CONTROL DIRECCIONAL REAL DE PERFORACION
POZO 159D-CORRIENTES
(Método Mínima Curvatura)

Dirección :		S 2 ° V		Plano vertical	Plano Horiz.	COORDENADAS RECTANGULARES		SECCION HORIZONTAL Trayectoria		DLS ('/30 m)	
PROF. MEDIDA (m)	INCLINAC. (°)	RUMBO (°)	AZIMUTH (°)	PROF. VERTICAL (m)	PROYEC VERTI. (m)	N/S (m)	E/W (m)	Horizontal (m)	Dirección (°)		
0	0	0.00	S 0 V	0							
1	77	1.00	N 85 E	85	77	0	0.06 N	0.67 E	1	N 85.00 E	0.39
2	95	1.00	N 78 E	78	95	0	0.10 N	0.97 E	1	N 83.90 E	0.21
3	122	1.75	S 4 V	184	122	0	-0.27 S	1.18 E	1	S-77.21 E	2.43
4	150	3.25	S 3 V	183	150	2	-1.47 S	1.11 E	2	S-36.96 E	1.63
5	179	5.00	S 8 V	188	179	4	-3.55 S	0.89 E	4	S-14.09 E	1.25
6	220	8.00	S 2 V	182	220	8	-8.17 S	0.54 E	8	S -3.79 E	2.25
7	229	9.00	S 1 V	181	229	10	-9.50 S	0.51 E	10	S -3.06 E	3.37
8	240	10.00	S 3 V	183	235	11	-11.31 S	0.44 E	11	S -2.24 E	2.87
9	278	14.00	S 5 V	185	277	19	-19.19 S	-0.13 V	19	S 0.39 V	3.17
10	334	18.00	S 9 V	189	330	35	-34.49 S	-2.05 V	35	S 3.44 V	2.22
11	370	18.25	S 9 V	188.5	365	46	-45.56 S	-3.78 V	46	S 4.74 V	0.25
12	419	17.50	S 8 V	188	411	61	-60.44 S	-5.94 V	61	S 5.61 V	0.47
13	436	18.00	S 9 V	189	427	66	-65.57 S	-6.71 V	66	S 5.84 V	1.03
14	446	19.25	S 9 V	188.5	437	69	-68.72 S	-7.19 V	69	S 5.97 V	3.78
15	456	20.50	S 7 V	187	446	72	-72.09 S	-7.65 V	72	S 6.06 V	4.05
16	466	22.00	S 5 V	185	456	76	-75.70 S	-8.02 V	76	S 6.05 V	5.00
17	475	23.00	S 3 V	182.75	464	79	-79.13 S	-8.26 V	80	S 5.96 V	4.40
18	485	24.50	S 1 V	180.5	473	83	-83.16 S	-8.37 V	84	S 5.75 V	5.26
19	521	30.25	S 3 V	183	505	100	-99.69 S	-8.91 V	100	S 5.11 V	4.89
20	530	32.00	S 3 V	183	513	105	-104.34 S	-9.15 V	105	S 5.01 V	5.83
21	540	32.00	S 3 V	183	521	110	-109.63 S	-9.43 V	110	S 4.92 V	0.00
22	574	32.25	S 3 V	182.5	550	128	-127.69 S	-10.30 V	128	S 4.61 V	0.32
23	639	32.25	S 3 V	183	605	163	-162.33 S	-11.96 V	163	S 4.21 V	0.12
24	735	32.75	S 3 V	183	686	214	-213.84 S	-14.66 V	214	S 3.92 V	0.16
25	830	33.00	S 3 V	183	766	266	-265.34 S	-17.36 V	266	S 3.74 V	0.08
26	924	32.75	S 3 V	183	845	317	-316.29 S	-20.03 V	317	S 3.62 V	0.08
27	1017	33.00	S 4 V	184	923	367	-366.68 S	-23.11 V	367	S 3.61 V	0.19
28	1112	33.00	S 4 V	184	1002	419	-418.29 S	-26.72 V	419	S 3.66 V	0.00
29	1226	33.00	S 4 V	184	1098	481	-480.23 S	-31.05 V	481	S 3.70 V	0.00
30	1284	33.00	S 4 V	184	1147	513	-511.74 S	-33.26 V	513	S 3.72 V	0.00
31	1363	32.50	S 4 V	184	1213	555	-554.38 S	-36.24 V	556	S 3.74 V	0.19
32	1457	32.00	S 5 V	185	1293	605	-604.38 S	-40.17 V	606	S 3.80 V	0.23
33	1550	31.50	S 6 V	186	1372	654	-653.09 S	-44.86 V	655	S 3.93 V	0.23
34	1663	31.00	S 7 V	187	1468	713	-711.33 S	-51.49 V	713	S 4.14 V	0.19
35	1728	30.50	S 8 V	188	1524	746	-744.28 S	-55.82 V	746	S 4.29 V	0.33
36	1840	30.00	S 9 V	188.5	1621	802	-800.12 S	-63.92 V	803	S 4.57 V	0.15
37	1887	29.50	S 9 V	188.5	1662	825	-823.19 S	-67.37 V	826	S 4.68 V	0.32
38	1935	26.50	S 8 V	188	1704	847	-845.49 S	-70.60 V	848	S 4.77 V	1.88

Fig 10a HOJA DE CALCULO DEL METODO DE MINIMA CURVATURA

Dirección :		S 2' V				Plano vertical	Plano Horiz.	COORDENADAS RECTANGULARES		SECCION HORIZONTAL Trayectoria		DLS
PROF. MEDIDA (m)	INCLINAC. (')	RUMBO (')	AZIMUTH (')	PROF. VERTICAL (m)	PROYEC VERTI. (m)	N/S (m)	E/W (m)	Horizontal (m)	Dirección (')		(' / 30 m)	
1	1935	26.50	S 8 V	188	1704	847	-845.49 S	-70.60 V	848	S 4.77 V	1.88	
2	1983	23.25	S 7 V	187	1748	868	-865.50 S	-73.25 V	869	S 4.84 V	2.05	
3	2030	22.00	S 7 V	187	1791	886	-883.44 S	-75.45 V	887	S 4.88 V	0.80	
4	2087	19.50	S 6 V	186	1844	906	-903.51 S	-77.75 V	907	S 4.92 V	1.33	
5	2144	17.50	S 6 V	186	1898	924	-921.49 S	-79.64 V	925	S 4.94 V	1.05	
6	2200	15.00	S 5 V	185	1952	939	-937.09 S	-81.15 V	941	S 4.95 V	1.35	
7	2256	13.00	S 5 V	185	2006	953	-950.58 S	-82.33 V	954	S 4.95 V	1.07	
8	2312	11.00	S 4 V	184	2061	965	-962.19 S	-83.25 V	966	S 4.95 V	1.08	
9	2368	9.00	S 2 V	182	2116	974	-971.90 S	-83.78 V	976	S 4.93 V	1.09	
10	2433	6.50	S 2 V	182	2181	983	-980.66 S	-84.09 V	984	S 4.90 V	1.15	
11	2518	4.25	S 0 V	180	2265	991	-988.61 S	-84.25 V	992	S 4.87 V	0.80	
12	2708	2.5	S 0 V	180	2455	1002	-999.80 S	-84.25 V	1003	S 4.82 V	0.28	
13	2945	1.5	S 0 V	180	2692	1010	-1008.07 S	-84.25 V	1012	S 4.78 V	0.13	
14	3245	1	S 0 V	180	2992	1017	-1014.62 S	-84.25 V	1018	S 4.75 V	0.05	
15	3304	1	S 0 V	180	3051	1018	-1015.65 S	-84.25 V	1019	S 4.74 V	0.00	

- Las operaciones de deflexión originan un cambio total del ángulo en la trayectoria (diferentes ángulos de inclinación y dirección en dos puntos), lo que está directamente relacionado con la severidad del “pateperro” en una longitud determinada.

13.3.4.2 Planificación de un Cambio de Trayectoria

- El diseño de cambio de trayectoria de un pozo se efectuará de acuerdo a los siguientes requerimientos:
 - a) Máximo crecimiento o disminución del ángulo sin ningún cambio de dirección.
 - b) Máximo cambio de dirección hacia la izquierda o derecha sin ningún cambio de inclinación.
 - c) Crecimiento del ángulo con cambio de dirección hacia la derecha o izquierda.
 - d) Disminución del ángulo con cambio de dirección hacia la derecha o izquierda.
- El diseño además depende del motor de fondo con el que se está operando y del “substituto de desviación” o “cámara de desviación”.
- El cambio de dirección del pozo requerirá cierta técnica de deflexión respecto a la nueva colocación de la cara de la herramienta lo que hará que el pozo rote a la izquierda o a la derecha.
- Si se usa motor de fondo para corregir la trayectoria, se debe considerar el “torque reactivo” de la herramienta que siempre es hacia la izquierda, esto conduce a la reorientación de la cara de la herramienta para compensar el efecto del torque de reversión. Así tenemos que: al corregir la trayectoria a la derecha se debe sumar el valor del torque reactivo al valor de la corrección y si la corrección es a la izquierda se debe restar el valor del torque reactivo.

- **Para compensar los problemas que origina el “torque reactivo” se emplea una sistema de medición que determina la posición de la cara de la herramienta, con la finalidad de reorientarla y teniendo la seguridad de la corrección por el “torque reactivo”.**
- **Se debe tomar en cuenta la severidad de los “pateperros” ya que estos pueden causar problemas en los conjuntos de fondo al rotar por la curvatura producida, adicionalmente del desgaste de la tubería de revestimiento causando problemas de producción más adelante.**
- **Determinar el máximo “pateperro” aceptable y diseñar el cambio de trayectoria de acuerdo a la tolerancia que otorga este. Para ello, lo mejor es controlar la longitud del curso.**
- **A altos ángulos de inclinación donde la trayectoria debe ser cambiada, se debe extender la longitud del curso para disminuir la severidad del “pateperro”.**
- **El efecto del sustituto de desviación dependerá de: ángulo del sustituto, el tipo de formación, rigidez del motor, diseño del conjunto de fondo y el peso axial aplicado al motor.**

13.4 HERRAMIENTAS PARA LA PERFORACION DIRECCIONAL

13.4.1 Herramientas de Medición

Durante la perforación direccional se deben tener equipos de medición para determinar con exactitud la dirección e inclinación del pozo. Estos instrumentos se utilizan para localizar posibles “patas de perro” o curvaturas excesivas.

Los sistemas de medición utilizados en operaciones en Selva son:

a) Sistema de Tomas Sencillas (Single Shot)

Este sistema de medición utiliza un instrumento magnético para registrar simultáneamente la dirección magnética de la trayectoria de pozos sin entubar y su inclinación con relación a la vertical a profundidades específicas. Las mediciones de la inclinación y dirección son realizadas dentro de un tubo no magnético (“monel”), para evitar interferencias. El sistema del Single Shot se viene utilizando en Selva desde el año 1973, año en que se iniciaron las perforaciones direccionales. La herramienta es bajada al fondo del pozo con cable para realizar las mediciones en condiciones estáticas. El tiempo de registro es de aproximadamente: 20 a 30 minutos, dependiendo de la profundidad a la que se esté operando. En la fig.11 se muestra el instrumento, el cual consta de cuatro partes o unidades:

Indicador de ángulo (compás y plomada).

Cámara.

Cronómetro.

Baterías.

Para la operación con Single Shot, lo primero es: graduar el cronómetro para un tiempo determinado, el instrumento se baja al pozo con cable, al llegar al fondo del pozo el cronómetro energiza la cámara la cual toma una fotografía de las posiciones relativas del compás y plomada. El instrumento se extrae a superficie donde luego la película se revela y se coloca en un lector, el cual indica la dirección e inclinación del pozo.

b) Sistema MWD (Medir mientras se perfora)

En Selva Norte, el sistema MWD mide la información de inclinación, la dirección y orientación de la cara de la herramienta cercana a la broca. Más adelante se detalla su funcionamiento y ventajas que ofrece al perforar con este sistema.

13.4.2 Herramientas deflectoras:

Motor de desplazamiento positivo (PDM): Es un motor que tiene la característica de eliminar la rotación de la tubería, (como alternativa de operación), mediante una fuerza de torsión aplicada pozo abajo, originada por el flujo descendente presurizado del fluido de perforación. Los detalles acerca de este, se describen en el anexo 13.5.

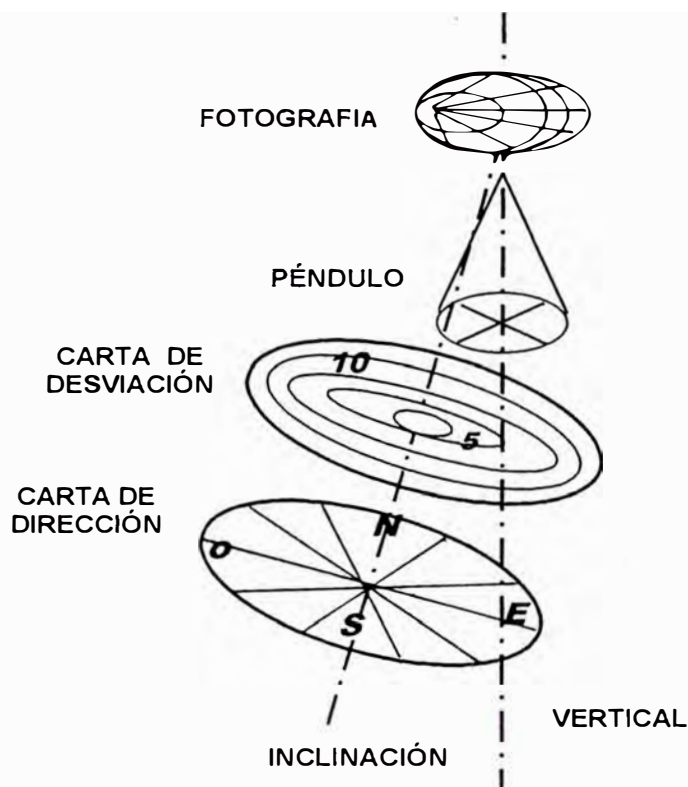
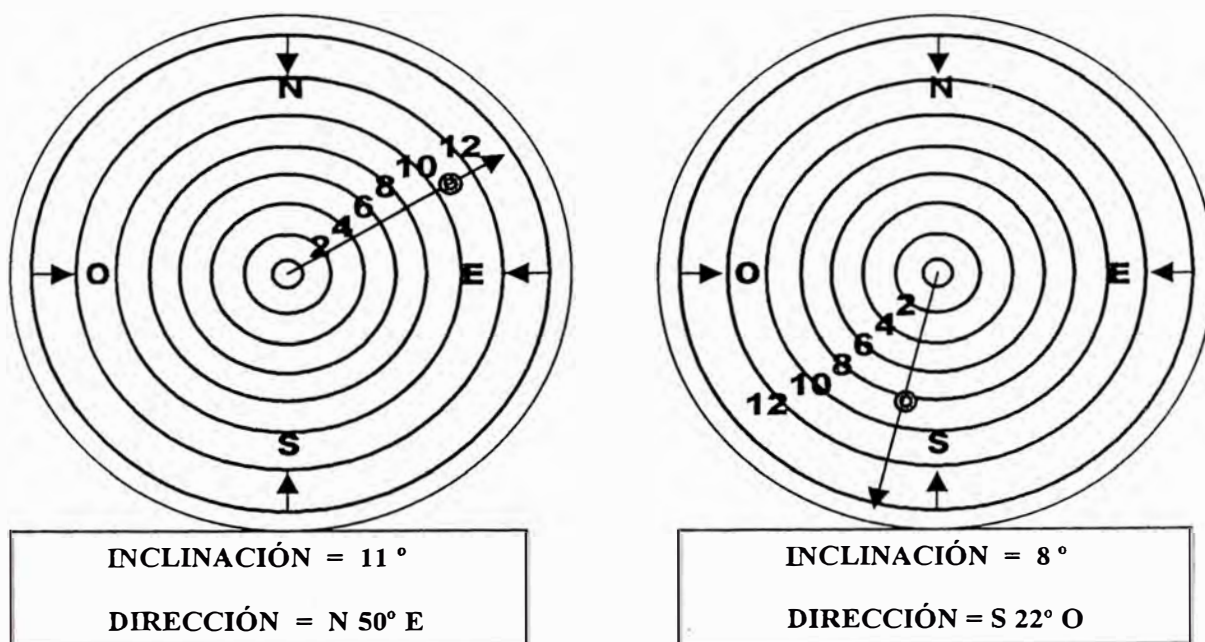


DIAGRAMA DEL INSTRUMENTO SINGLE SHOT



TIPOS DE FOTOGRAFÍAS DE DESVIACIÓN CON INSTRUMENTO SINGLE SHOT

Fig.11 INSTRUMENTO DE MEDICIÓN DE TOMAS SENCILLAS
(SINGLE SHOT)

13.4.3 Herramientas auxiliares:

Mencionaremos las de uso principal:

a) Estabilizadores :

Son herramientas que se utilizan para controlar o modificar el ángulo de inclinación durante la perforación direccional, ayudando a reducir los riesgos de agarre por presión diferencial que ocasionan los “dog legs” y “key seats”. Los estabilizadores se instalan en el conjunto de fondo de la sarta de perforación, la posición de éstos depende de los requerimientos de la trayectoria. Estas herramientas pueden ser utilizadas para: mantener, aumentar o reducir el ángulo de inclinación, su uso es necesario en los conjuntos rotarios.

Tipos de Estabilizadores:

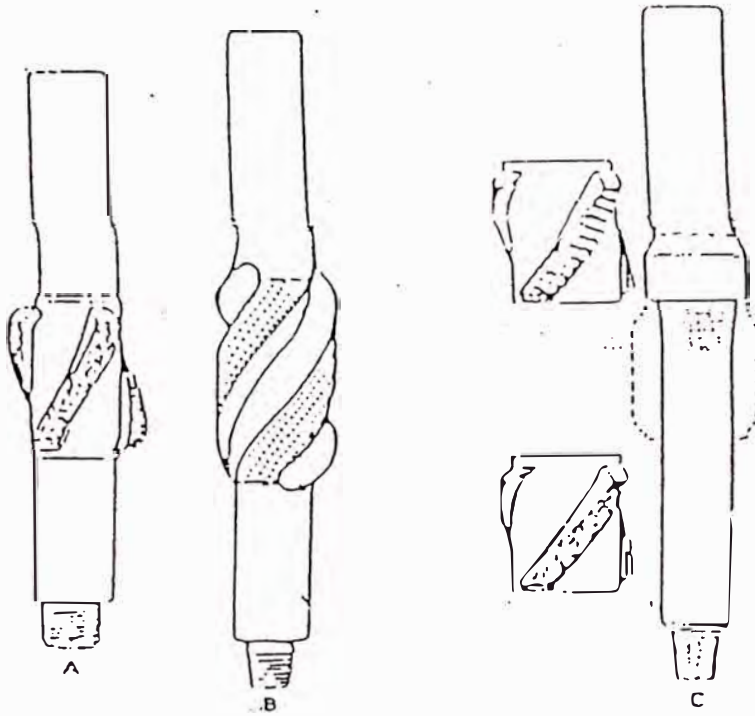
- De tipo camisa : Es intercambiable en las camisas cuando existe desgaste.
- De tipo integral : Es aquel donde se tiene que cambiar el estabilizador por completo al desgastarse este. Brinda mayor área de contacto con la pared del pozo, los que van cerca de la broca son de conexiones caja x caja y los de “pin” x caja se ubican en el resto del conjunto de fondo, ver fig.12.

b) Botellas (Drill Collars):

Se utilizan en el conjunto de fondo para dar peso sobre la broca y proporcionar rigidez. También se emplean para controlar la dirección del pozo. Se acostumbra utilizar botellas de tipo espiral para favorecer la circulación del lodo, minimizando así los efectos de agarre por presión diferencial. Adicionalmente se usan botellas cortas para (Short Drill Collars), para facilitar el arreglo del conjunto de fondo, ver fig.12.

c) Botella no-magnética (Monel):

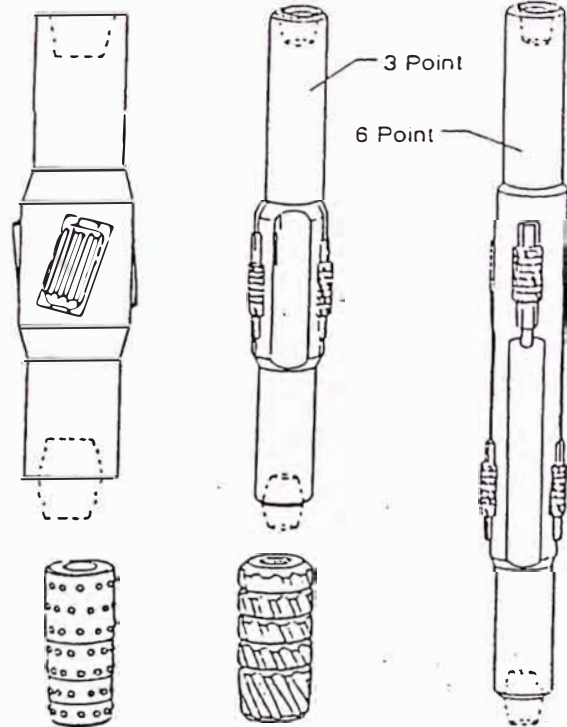
Consiste en tubería no magnética la cual se utiliza para colocar los instrumentos de medición y con ello evitar cualquier interferencia magnética mientras se toman los registros. El monel es una aleación de Níquel (67 %) y Cobre (28%) con pequeñas adiciones de otros metales, entre ellos el Manganeso, lo que le provee de propiedades no-magnéticas además de ser estable ante la humedad, ácidos y álcalis.



TIPOS DE ESTABILIZADORES : A) CUCHILLA B) INTEGRAL C) CAMISA



DRILL COLLAR TIPO ESPIRAL



RODILLO ESCARIADOR

Fig 12

d) Tuberías de Transición (Heavy weight):

Son tuberías que proporcionan un peso intermedio a la sarta de perforación, posee menos área de contacto con la formación. Son tubos de pared gruesa unidos entre si por juntas largas para facilitar su manejo, posee las mismas dimensiones que la tubería de perforación, es capaz de soportar compresión y se emplea en pozos direccionales debido a lo siguiente:

Reduce el torque y arrastre de la sarta de perforación.

Reduce el riesgo de pegado por presión diferencial.

Reduce el riesgo de fallas en las conexiones cuando se perfora a través de “dog legs” (patas de perro).

Reduce el riesgo de falla por fatiga cuando trabaja en compresión.

La tubería “Heavyweight” proporciona estabilidad con el menor contacto con la pared del pozo, esta característica permite un mejor control de la inclinación y dirección.

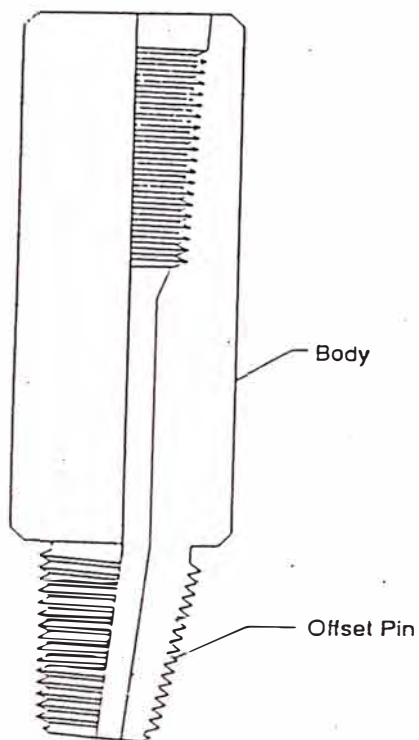
El número de tubos tipo “Heavyweight” que ván colocados entre las botellas y la tubería de perforar varía entre los 15 a 25 tubos.

e) Sustituto de desviación (Bent Sub):

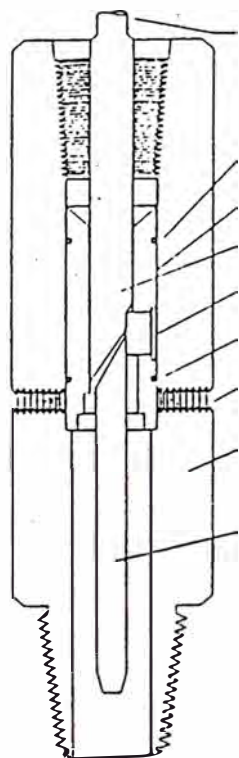
Es una herramienta que tiene la punta de la herramienta “pin” desviada del eje vertical en un cierto ángulo (de 1° a 3°). Esta herramienta va encima del motor de fondo para forzar a la broca a seguir una curvatura mientras se perfora, iniciando así la desviación del pozo. Ver fig. 12a y 12a1.

f) Sub orientador (Orienting sub) :

Es un pequeño niple con una camisa que se orienta en la dirección de la cara del sustituto de desviación y se coloca encima del sustituto desviado, facilitando además el acoplamiento de los instrumentos de medición. A esta herramienta se le llama: UBHO (“Universal Bottom Hole Orientation”), ver fig 12a.



SUSTITUTO DE DESVIACION



SUSTITUTO DE ORIENTACION

CONJUNTO DE FONDO TIPICO PARA DESVIACION

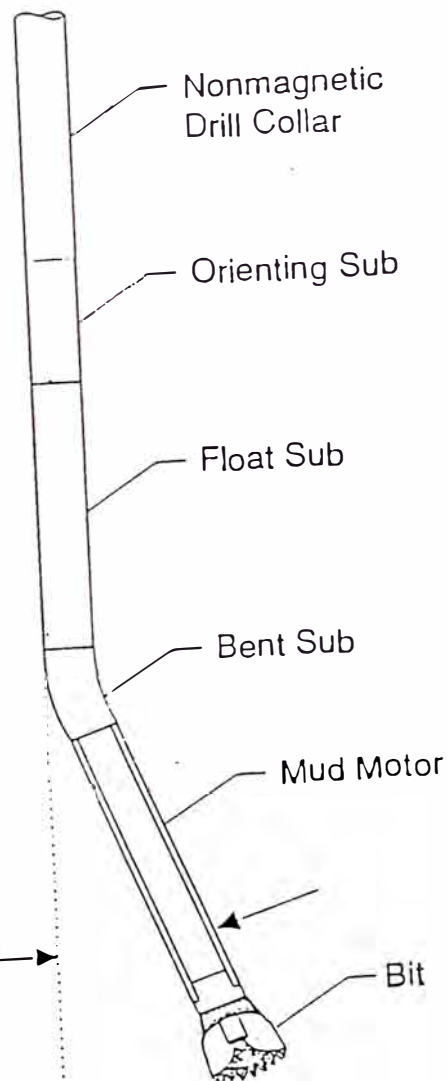


Fig 12a

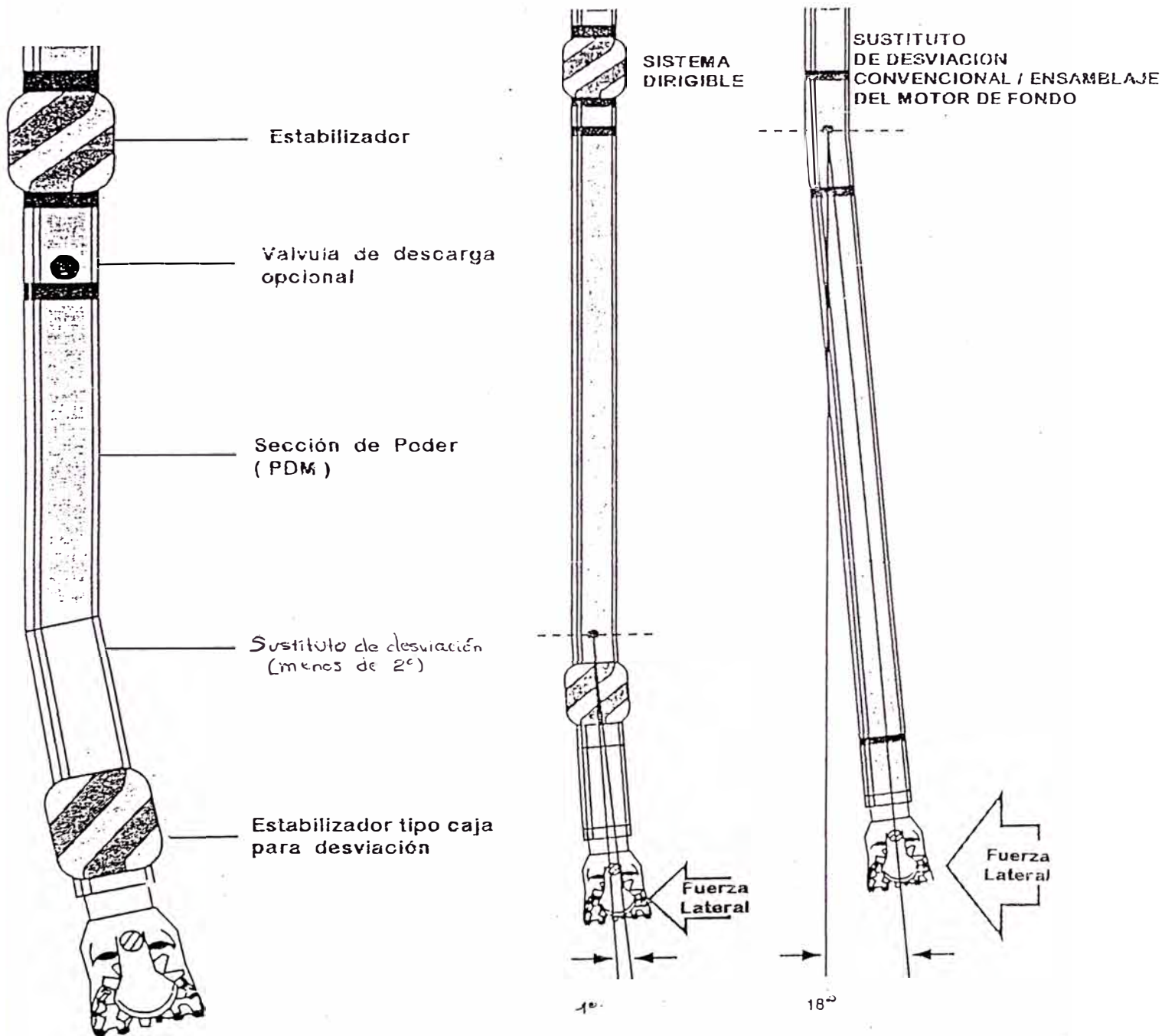


Fig 12a1

g) Martillo (Drilling Jar) :

Herramienta que se coloca en la sarta de perforación para ser empleada en casos de agarre de cañería. El martillo mecánico o hidráulico golpea hacia arriba o hacia abajo (por tensión o compresión), ver fig 12b.

h) Rodillo escariador (Roller Reamer):

Esta herramienta se utiliza para corregir la presencia de “ojos de llave” ó canaletas que fueron originadas por las “patas de perro” al suceder cambios bruscos en la curvatura del pozo.

13.5 USO DE MOTORES DE FONDO

13.5.1 Descripción de Motores

Los motores de desplazamiento positivo se componen de cuatro elementos principales, estos son, (Ver fig. 13):

El ensamblaje de válvula de desvío.

La sección de fuerza .

El ensamblaje de transmisión.

El ensamblaje del eje de balineras de empuje.

13.5.1.1 El ensamblaje de “válvula de desvío”

Se instala esta “válvula de desvío” para que la tubería se llene durante su viaje dentro del hoyo y para evitar un viaje-“mojado” cuando se está sacando. La “válvula de desvío” se coloca arriba de la sección de fuerza y está instalada en su propio sub removible. La válvula se mantiene abierta hasta que la presión del lodo de perforación excede la del muelle de la válvula. La proporción de flujo requerida para cerrar esta válvula está por debajo de la proporción del flujo mínimo necesario para accionar el motor. Cuando la acción del flujo del lodo hace que el muelle cierre la válvula, también obstruye los agujeros que van al espacio anular haciendo que el lodo fluya a través de la sección de fuerza del motor.

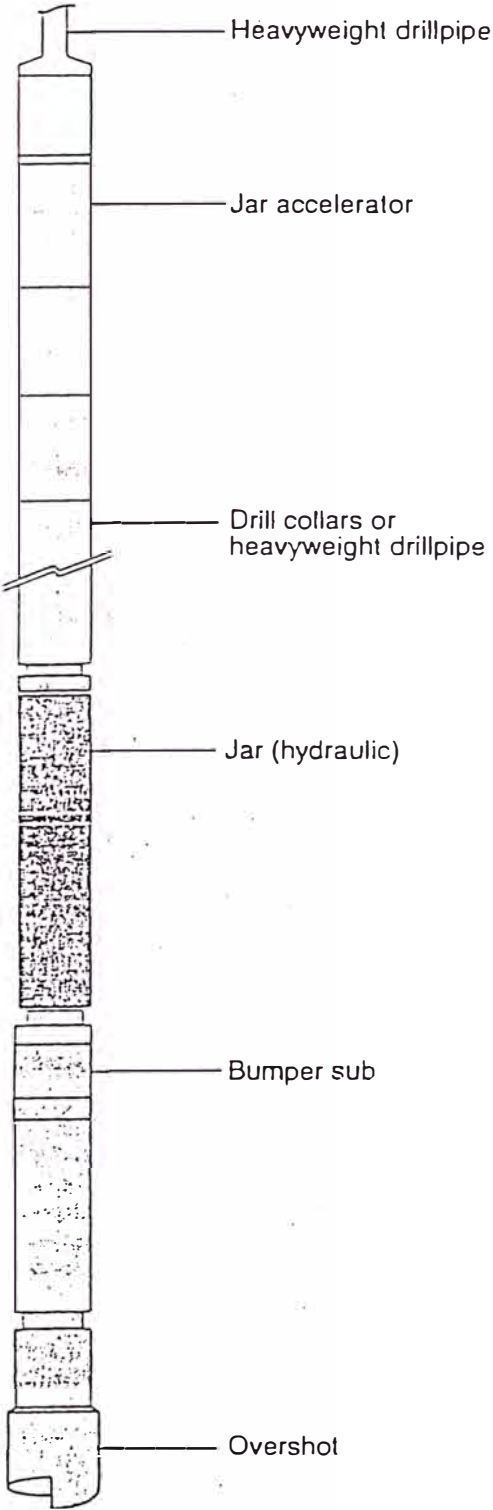


Fig 12b

**DESCRIPCIÓN DE MOTOR MULTI-LOBULAR DE ALTA TORSIÓN DE
DESPLAZAMIENTO POSITIVO**

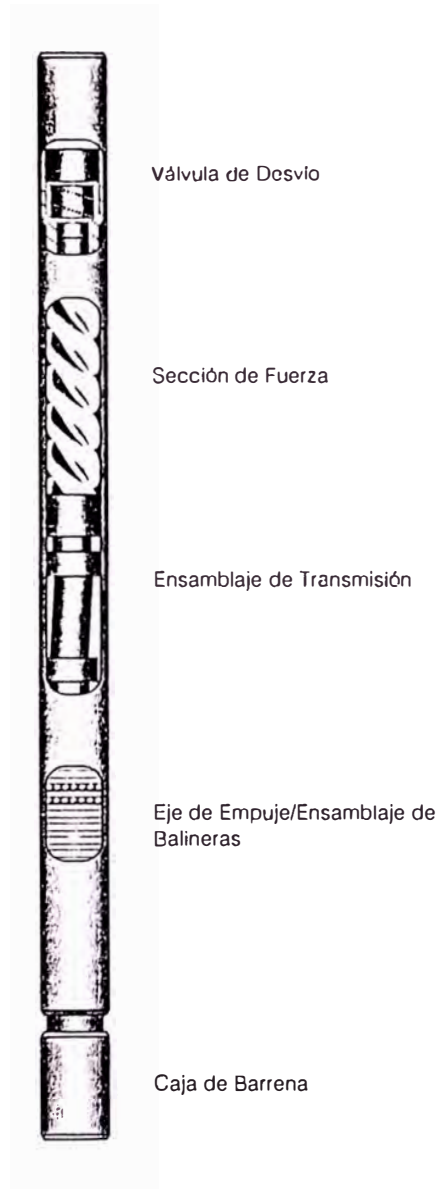


Fig 13

13.5.1.2 La sección de fuerza

La sección de fuerza convierte la energía de flujo hidráulico en caballos de fuerza mecánicos. Este caballaje generado por el rotor / estator multi-lobular de la sección de fuerza es el producto de un alto empuje torsional y una lenta rotación. La sección de fuerza consiste de un rotor de acero y de un estator elastomérico.

El estator elastomérico está adherido fuertemente dentro de una pieza tubular, el rotor de acero es fabricado con perfiles idénticos a los lóbulos del estator pero con uno menos de forma que el rotor pueda ser acoplado e insertado dentro del estator. El flujo del lodo de perforación crea una presión hidráulica que hace que el rotor gire y rote dentro del estator, ver fig. 14.

13.5.1.3 El ensamblaje de transmisión

Tal como su nombre lo indica el ensamblaje de transmisión transmite la velocidad y la torsión de rotación producidas por la sección de fuerza al eje de empuje.

La transmisión debe ser capaz de absorber el empuje hacia abajo generado por la sección de fuerza y de permitir que el rotor mantenga la misma relación axial con el estator. Además la transmisión debe eliminar el movimiento de giro del rotor e impartir solamente velocidad concéntrica rotatoria al eje de empuje.

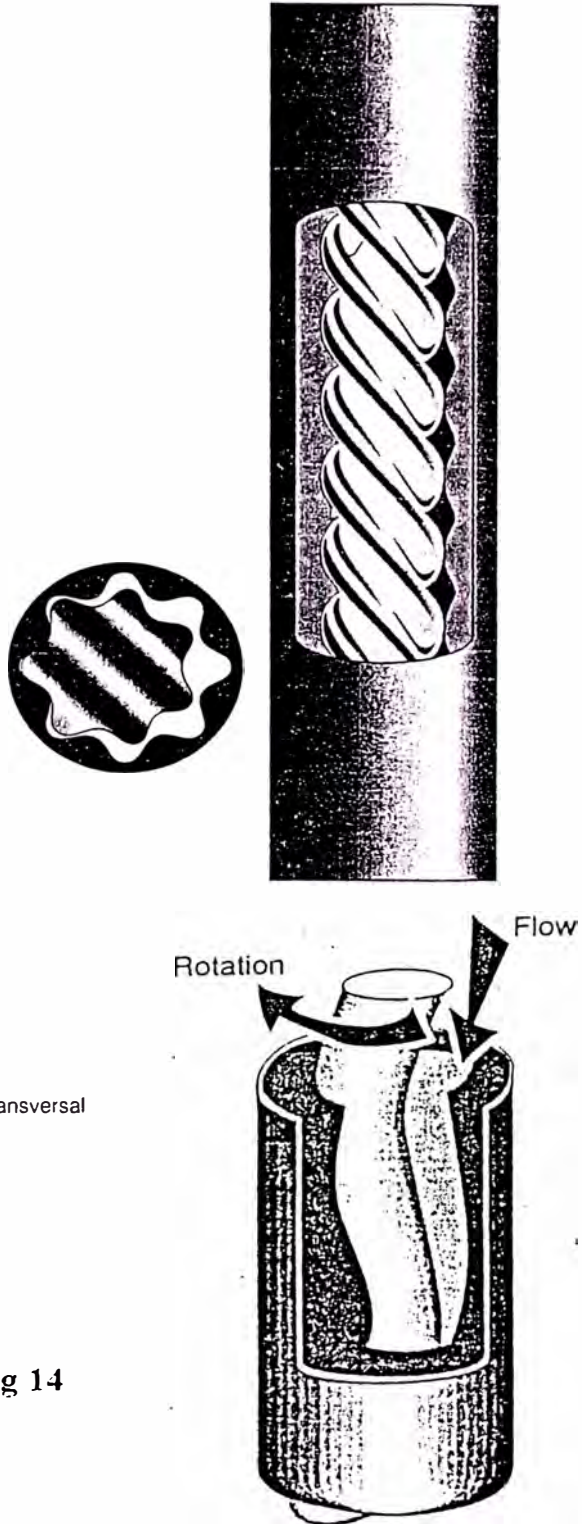
13.5.1.4 El ensamblaje del eje de balineras de empuje

El eje de empuje es una pieza hueca rígidamente construida y que está sostenida dentro de la camisa del rotor por una serie de balineras radiales y de empuje. La mayor parte del fluido de perforación pasa por el centro del eje de empuje para llegar a la broca. Las balineras de empuje son capaces de soportar la fuerza que el rotor imparte desde arriba y la contrafuerza generada por el peso sobre la broca. La balinera de empuje es un sistema múltiple de unidades de balineras.

Las balineras radiales de soporte son mangas revestidas elastoméricamente y que corren sobre superficies endurecidas. Un sello mecánico o una camisa restringidora de flujo se encuentra montada debajo de la balinera radial superior para prevenir el exceso de flujo del lodo de perforación por el ensamblaje de balineras, ver fig 15.

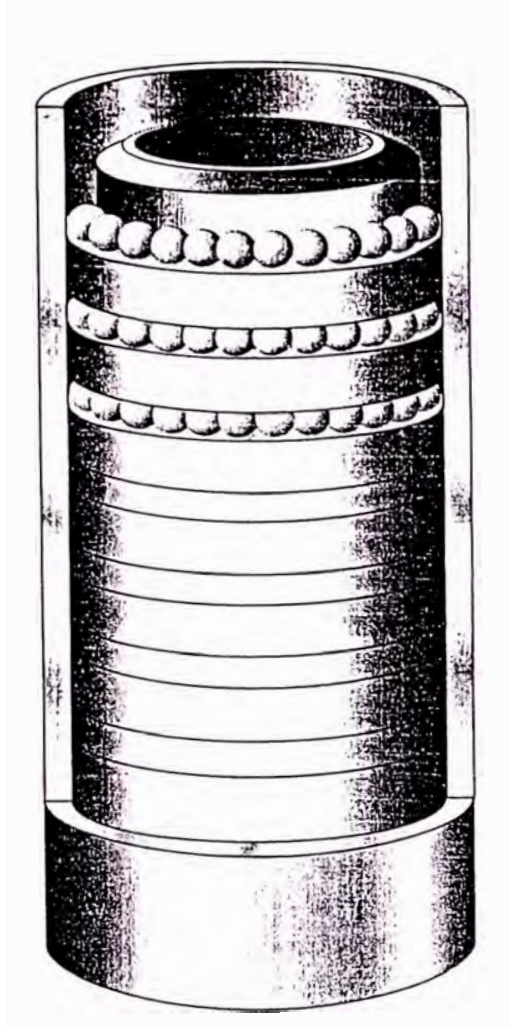
La poca cantidad de líquido que pasa por el sello mecánico denominado también “flujo parásito”, actúa como enfriador del ensamblaje de balineras. La caja de balineras es el conector con rosca que se acopla directamente al eje de empuje.

SECCIÓN DE FUERZA



Corte Transversal

Fig 14

ENSAMBLAJE DE BALINERAS DE EMPUJE**Fig 15**

13.5.2 Hidráulica

Seguidamente se ofrece una explicación generalizada de la ejecución y limitaciones de la hidráulica de los motores:

La mayor parte de la caída de presión en los motores ocurre en la sección de fuerza. Los motores están diseñados para mantener la caída de presión en las otras secciones, lo más bajo posible. Esto se obtiene mediante la maximización del área de flujo y su configuración aerodinámica.

Después de pasar por la sección de fuerza, la mayor parte del fluido pasa a través del eje hueco de salida y sale por la broca. El resto atraviesa el conjunto de balineras y va a dar al anillo arriba de la caja de la broca. Este comportamiento del fluido se observa generalmente cuando la presión en la broca es hasta de 1,500 libras por pulgada cuadrada. Si la caída de la presión sobre la broca excede el máximo especificado a la obstrucción de la boquilla o a la necesidad de aumentar el flujo o el peso del lodo, es posible que una mayor cantidad de lodo pase por el ensamblaje de balineras. Deben de tomarse precauciones extremas cuando se corre el motor durante una gran caída de presión a través de la broca. La velocidad de la broca y la pérdida de presión aumentarán cuando el motor está corriendo libremente en proporción con el caudal. Generalmente la caída de presión en el motor aumenta cuando la fuerza de torsión es absorbida por la broca debido a un aumento en peso. Para cualquier flujo dado la fuerza máxima de torsión es aproximadamente el 70 % de la fuerza generada por atascamiento. Debido a que un atascamiento de la broca puede ocurrir inesperadamente, no es recomendable que se perfore al máximo de la fuerza torsional. La escala de presiones de trabajo comprendida entre “sin carga” y empuje torsional, es independiente de la relación de la caída de presión a través del motor cuando éste corre libremente. Sin embargo todos los motores tienen fuerzas de torsión de freno más bajas cuando el caudal es más bajo.

Uso de la boquilla del rotor

La boquilla del rotor puede ser instalada en todos los motores de mayor caballaje. El uso de esta boquilla aumenta las características del alcance de fuerza de empuje de los motores respectivos y permite una mayor libertad para acoplar la ejecución del motor con la hidráulica u otras condiciones del pozo.

Las boquillas se usan para :

a) Aumentar el flujo a través del motor.

Esto se requiere a menudo cuando se perfora en las secciones más grandes del hueco.

El flujo adicional se necesita para limpiar el hueco y sacar los cortes de la formación.

b) Acoplar la velocidad de la broca a altos caudales.

Esto se hace en pozos de gran tamaño durante aplicaciones especiales, tales como: perforando a menor diámetro e iniciación del hoyo (“spudding”).

Cuando la escala normal de ejecución del motor es igual a las necesidades de perforación, se coloca un tapón en la boquilla. Normalmente los motores vienen equipados con tapones de boquilla.

13.5.3 Fluidos de Perforación:

Los motores pueden operar con fluidos de perforación con base de agua o aceite. El peso máximo de los fluidos recomendado es de 17 ppg . Cuando se usa un fluido con base de aceite se deben considerar los efectos que el mismo puede tener en la temperatura de circulación en el fondo del pozo y en el punto de anilina; punto en el cual los componentes elastoméricos (cauchos) que revisten al estator podrían reblandecerse por el efecto de temperatura de fondo. El contenido de arena debe ser lo más bajo posible con un máximo volumen de un 2 % en el fluido de perforación. El material para evitar la pérdida de circulación (LCM) de tipo medio o fino, puede usarse sin miedo a ocasionar daños, tomando en consideración la forma, tamaño, contenido químico y cualidades abrasivas del LCM. También se debe de considerar los efectos que el peso y la viscosidad del lodo puedan tener en la pérdida global de la presión para asegurar obtener la mejor ejecución posible de los motores, a pesar de ello, no tiene mucho efecto en la relación de presión / torsión del motor bajo carga.

13.5.4 Comprobación y Chequeo de los Motores antes, durante y luego de su uso :

Cuando se prueba el motor antes de bajarse al pozo, las salidas de las “válvulas de desvío” deben ser bajadas por debajo de la mesa rotaria antes de arrancar las bombas. Se debe anotar el caudal y la presión en la parada de tuberías en el momento en que se note el cierre de la válvula de desvío, cuando esto ocurra, la válvula debe de ser levantada por encima de la mesa rotaria y las salidas revisadas para observar cualquier escape.

El motor debe ser probado en tres caudales distintos que caigan dentro de la escala de operación y se debe anotar la presión en superficie por cada una de estas pruebas, es común observar fuertes vibraciones durante ciertos caudales de flujo.

Corriendo en el Pozo :

Después de que el motor sea bajado al pozo y el lodo empiece a fluir, se deben realizar pruebas de presión de flujo similares a las que se realizaron en superficie, esta vez con el motor rotando libremente sin tocar fondo. Las lecturas de las presiones alcanzadas durante estas pruebas realizadas con tres o cuatro caudales similares a los que se esperan durante la operación, deben de anotarse para poder ser comparadas con las de pruebas similares que pudieran realizarse en caso de problemas durante la perforación.

Cuando la broca toque fondo, se debe añadir peso paulatinamente y cualquier cambio en la presión debe ser anotado. Al principio se debe proceder cautelosamente hasta que se tenga una buena idea del tipo de formación que se está perforando. Es necesario dejar correr la broca libremente hasta que se haya cortado una configuración. Normalmente se considera una buena práctica de perforación si se estrena (“break in”) la broca de esta forma por un intervalo de dos a cinco pies.

Perforando :

Los aumentos de presión en superficie están en proporción directa con los aumentos en la torsión de perforación de acuerdo con la escala normal de funcionamiento de los motores, cualquier cambio en la torsión se deberá al peso sobre la broca o a la dureza de la formación geológica, esto se reflejará en un cambio similar de presión en superficie.

Durante la operación continua no debemos sobrecargar el estator por encima de los caudales indicados ya que disminuirían la vida útil del motor en el pozo.

Una vez que se haya obtenido la velocidad de perforación óptima, se debe mantener la presión constante en superficie para obtener una torsión estable y evitar que la broca actúe erráticamente. Si las condiciones del pozo lo permiten, es posible optimizar la velocidad de penetración mediante el uso de la mesa rotaria y mediante pequeños incrementos del peso en la broca. Esto permite mantener un peso uniforme sobre la broca y evita que la parada de tubería quede colgando. La rotación de la tubería se recomienda debe ser limitada a 80 rpm para evitar daños al estator o a las conexiones muescadas. Ocurrirá un aumento de la presión en superficie cuando se toca el fondo del pozo con una

broca de diamantes sin entrega de torsión, esto ocurre debido a la reducción del flujo en la curva de paso de la broca.

Sacando el Motor del Pozo :

Cuando la herramienta sale a superficie se debe examinar el desgaste ocurrido en la balinera de empuje y el estabilizador. Antes de volver a “correr” el motor, se debe tomar en consideración la ejecución del motor durante la última corrida, el número total de horas de circulación y la condición de las balineras. Antes de “tumbar” el motor en la superficie, se debe quitar el lodo de la sección de empuje mediante chorros de agua, utilizando la mesa rotatoria para voltear el eje de empuje a la derecha mientras que el cuerpo del motor es sujetado con las tenazas de desenrosque. Los orificios de salida de la válvula de desvío deben ser lavados con chorros de manguera.