

**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**

**Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“EVALUACIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA) PARA  
OPTIMIZAR EL TIEMPO DE PERFORACIÓN EN POZOS  
DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA”**

**TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN PETROLEO**

Presentado por:

**MAURICIO JESUS COLOMA CHANGO**

GUAYAQUIL - ECUADOR

2008

## **A G R A D E C I M I E N T O**

A Dios mi padre Todopoderoso, a mi mama Lía, a mi hermano Santiago y al departamento de Sperry-Well Planning de Halliburton por su valiosa colaboración en la elaboración de este trabajo, en especial a Ricardo Jorquera, Enrique Martínez Y Richard Aldaz por la oportunidad de desarrollar esta tesis.

Al Ing. Kleber Malavé, Director de Tesis, Ing. Heinz Terán, y al Ing. Xavier Vargas, tribunal de graduación.

## DEDICATORIA

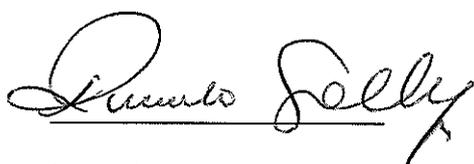
A DIOS por todas sus bendiciones.

A mi madre por su infinito apoyo y comprensión.

A mi hermano Santiago por su comprensión.

A mis familiares por sus valiosos consejos.

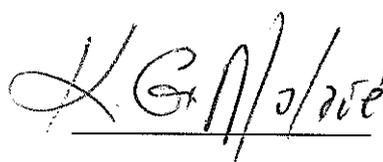
## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Ricardo Gallegos O.

DECANO DE LA FICT

PRESIDENTE



Ing. Kleber Malavé.

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Heinz Terán.

VOCAL



CIB-ESPOL



Ing. Xavier Vargas.

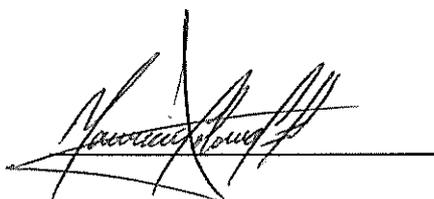
VOCAL

---

## DECLARACIÓN EXPRESA

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

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Mauricio Jesús Coloma Chango', written over a horizontal line.

Mauricio Jesús Coloma Chango

## RESUMEN

Hoy en día la optimización de tiempos en la perforación de pozos direccionales es fundamental debido a los altos costos que estos demandan, ya que con una reducción de los mismos se provocará un gran beneficio económico tanto a la Compañía Operadora que está recibiendo los servicios de perforación, ya que los recursos podrán ser invertidos en la perforación de nuevos pozos y en el desarrollo de nuevos campos, como para la compañía que presta los servicios al poder obtener la adjudicación de nuevos contratos de perforación por su excelente desempeño.

La perforación direccional se desarrolla en el país desde hace algunos años y contribuye a la construcción de menos locaciones para perforar varios pozos, lo que es beneficioso en zonas particularmente sensibles ya que disminuye el impacto ambiental, producido por el trabajo de perforación.

En este trabajo se realiza un análisis estadístico de los diversos BHA utilizados en la perforación de los pozos direccionales ejecutados por la compañía Halliburton en el campo Sacha, ubicado en la provincia de Francisco de Orellana en el oriente ecuatoriano. Se identifican los problemas presentados debido a la reacción de las formaciones a cada BHA utilizado, con la finalidad de

modificar los perfiles direccionales en los futuros diseños, ya que si la formación tiende a tumbar el ángulo de perforación, podremos aumentar la inclinación al diseñar el perfil del pozo.

La perforación direccional opera en dos modos: perforación rotaria y orientada. En la perforación rotaria la tubería y la broca rotan, mientras que en el modo orientado solamente rota la broca y se desliza la tubería. La perforación orientada se usa principalmente cuando se va a construir el “kick off point”, para levantar o tumbar ángulo en alguna sección del pozo. En muchos casos cuando estamos perforando y deseamos construir ángulo, la formación tiende a tumbarlo debido a varios factores, como por ejemplo mal diseño del Ensamblaje de Fondo (BHA) y a las características litológicas de la formación, lo que conlleva pérdidas de tiempo.

Se identifican las formaciones que tienden a tumbar el ángulo del perfil direccional y cuales mantienen y construyen dicho ángulo, con el objetivo de realizar una buena selección del Ensamblaje de Fondo y utilizarlos como referencia en los futuros pozos a perforarse en dicho campo, para poder optimizar los tiempos operativos de perforación.

Finalmente se efectúa un análisis económico comparativo de los pozos direccionales perforados, para establecer cual requirió menor tiempo en perforarse y el tipo de Ensamblajes de Fondo (BHA) que se usó, factor que contribuye con la disminución de tiempo y el ahorro de recursos.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL.....	IX
INDICE DE FIGURAS.....	XIII
INDICE DE TABLAS.....	XV
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO 1	
1 GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA.....	3
1.1 Ubicación Geográfica y Geología general.....	3
1.2 Litología del campo Sacha, topes y bases de formaciones.....	5
1.3 Tipos de Pozos perforados. ....	9
1.4 Descripción general de un perfil de perforación.....	9

## CAPÍTULO 2

### 2 CONCEPTOS Y DISEÑOS DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA)

UTILIZADOS.....	14
2.1 Principales componentes de un Ensamblaje de Fondo.....	14
2.2 Ensamblajes Rotacionales.....	15
2.2.1 Pendular.....	16
2.2.2 Palancado.....	18
2.2.3 Empacado.....	20
2.3 Motores dirigibles.....	21
2.4 Ensamblajes rotacionales dirigibles.....	22

## CAPÍTULO 3

### 3 IDENTIFICACION DE LOS PROBLEMAS OCURRIDOS DURANTE LA

PERFORACIÓN DE POZOS.....	24
3.1 Pozo 154D.....	24
3.2 Pozo 155D.....	26
3.3 Pozo 164D.....	27
3.4 Pozo 165D.....	29
3.5 Pozo 204D.....	30

3.6	Pozo 225D.....	32
3.7	Pozo 176D.....	34
3.8	Pozo 181D.....	36

CAPITULO 4

4 ANÁLISIS PARA LA SELECCIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO

4.1	BHA utilizados en la perforación de pozos.....	39
4.1.1	Pozo 154D.....	39
4.1.2	Pozo 155D.....	42
4.1.3	Pozo 164D.....	44
4.1.4	Pozo 165D.....	47
4.1.5	Pozo 204D.....	49
4.1.6	Pozo 225D.....	51
4.1.7	Pozo 176D.....	53
4.1.7	Pozo 181D.....	57
4.2	Análisis estadístico de los pozos direccionales perforados.....	59
4.3	Selección de Ensamblajes de Fondo recomendado para pozos direccionales.....	77

## CAPITULO 5

## 5 ANALISIS ECONOMICO - COMPARATIVO DE LOS POZOS

DIRECCIONALES PERFORADOS.....	82
5.1 Costos de perforación de pozos analizados.....	82
5.2 Evaluación económica comparativa.....	84
5.3 Discusión de Resultados.....	86
CONCLUSIONES.....	89
RECOMENDACIONES... ..	92
ANEXOS.....	95
ABREVIATURAS.....	104
BIBLIOGRAFÍA.....	106

## ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1	Ubicación del campo Sacha.....	3
Figura 1.4.1	Perfil J.....	11
Figura 1.4.2	Perfil S.....	13
Figura 2.2.1	Ensamblaje Pendular.....	17
Figura 2.2.2	Ensamblaje Palancado.....	19
Figura 2.2.3	Ensamblaje Empacado .....	20
Figura 2.3	Motor Dirigible.....	22
Figura 2.4	Rotacional Dirigible.....	23
Figura 4.2	ROP vs. POZOS.....	60
Figura 4.2.1	Sección 16": ROP vs POZOS.....	62
Figura 4.2.2	Sección 12 1/4": ROP vs POZOS.....	63
Figura 4.2.3	Sección 8 1/2": ROP vs POZOS.....	64
Figura 4.2.4	POZOS S: TVD (0 - 6000)' vs INCLINACION.....	66
Figura 4.2.5	POZOS S: TVD (0 - 11000)' vs INCLINACION.....	67
Figura 4.2.6	POZOS J: TVD (0 - 5500)' vs INCLINACION.....	70
Figura 4.2.7	POZOS J: TVD (5500 - 10500)' vs INCLINACION.....	71
Figura 4.2.8	Sección 16": PERFORACION (%) VS POZOS.....	73

Figura 4.2.9	Sección 12-1/4": PERFORACION (%) VS POZOS.....	75
Figura 4.2.10	Sección 8-1/2": PERFORACION (%) VS POZOS.....	76
Figura 5.2	COSTOS vs. POZOS.....	86
Figura A.1	MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SACHA.....	97
Figura A.2	COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.....	98
Figura B.1	Pozo 154D: PERFORACION (%) vs BHA.....	100
Figura B.2	Pozo 155D: PERFORACION (%) vs BHA.....	100
Figura B.3	Pozo 164D: PERFORACION (%) vs BHA.....	101
Figura B.4	Pozo 165D: PERFORACION (%) vs BHA.....	101
Figura B.5	Pozo 204D: PERFORACION (%) vs BHA.....	102
Figura B.6	Pozo 225D: PERFORACION (%) vs BHA.....	102
Figura B.7	Pozo 176D: PERFORACION (%) vs BHA.....	103
Figura B.8	Pozo 181D: PERFORACION (%) vs BHA.....	103

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.3.1 Datos pozos 154D y 155D.....	78
Tabla 4.3.2 Datos pozos 164D y 165D.....	79
Tabla 4.3.3 Datos pozos 204D y 225D.....	80
Tabla 4.3.4 Datos pozos 176D y 181D.....	81
Tabla 5.2 Tabla comparativa de precios y datos de operación.....	85

## INTRODUCCION

La perforación de pozos direccionales ha aumentado en los últimos años gracias al desarrollo tecnológico de la industria petrolera, convirtiéndose en un método importante para el descubrimiento y desarrollado de nuevos campos.

Un ejemplo de su uso se da en zonas donde no es tan posible desarrollar un campo debido a la limitación en la construcción de carreteras para cada locación de superficie y en la perforación de pozos verticales cercanos. En lugar de ello, como en instalaciones costa afuera, desde una locación se pueden perforar una serie de pozos en distintas direcciones; el mismo procedimiento contribuye a disminuir el impacto ambiental en zonas sensibles.

Un factor importante es el diseño del BHA, que es usado para seguir la trayectoria planeada del pozo. El diseño correcto y el uso adecuado de los parámetros de perforación hacen posible controlar la inclinación de los pozos direccionales durante la perforación.

La perforación direccional se está aplicando en situaciones y en zonas donde la perforación de pozos verticales ha sido lo más común. Con ello se logra aumentar el desarrollo de campos en lugares remotos, ambientes hostiles, aguas profundas (off shore) y la producción de zonas cada vez más profundas.

Uno de los principales parámetros que afecta directamente a un análisis de costos es la eficiencia de la operación de perforación y la optimización de las variables operativas de perforación, las cuales pueden ser modificadas para obtener mejores tasas de perforación para cada broca y cada formación.

La tesis está diseñada como una herramienta bibliográfica de soporte académico para la perforación de nuevos pozos en Sacha, basados en el estudio del comportamiento de los ensamblajes de fondo y su selección futura de acuerdo a su eficiencia. Además, se detallan los principios usados en el control direccional, que ayudan a entender y comprender, cómo estos principios pueden ser aplicados.

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA

### 1.1 Ubicación Geográfica y Geología General del campo Sacha.

El campo Sacha pertenece a PETROPRODUCCION y está ubicado en la provincia de Francisco de Orellana, al Norte del Ecuador, en la región Amazónica.

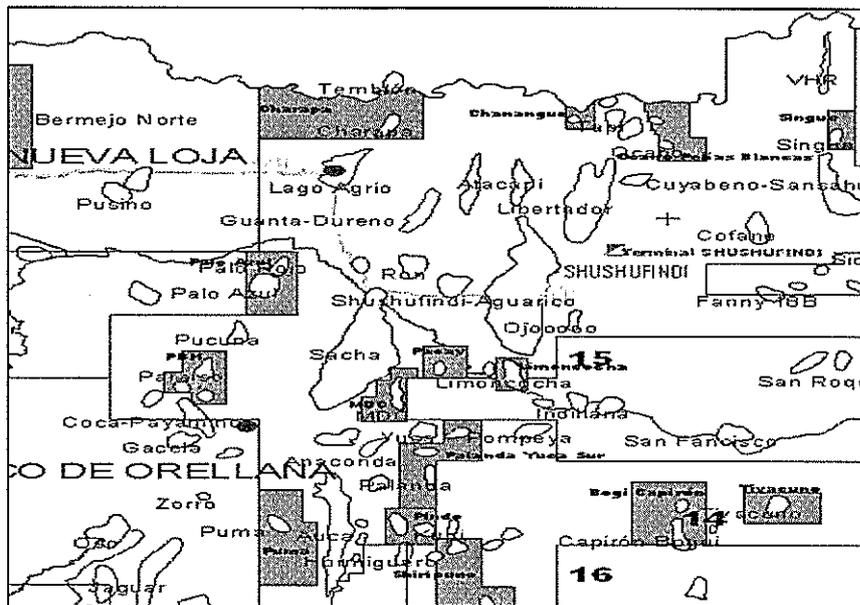


Figura 1.1 Ubicación del campo Sacha

### 1.1 Ubicación del campo Sacha

La producción promedio diaria es 45000 BP. y está limitado de la siguiente manera:

Norte: El campo Shushufindi, de PETROPRODUCCION.

Sur: El campo Yuca, de PETROPRODUCCION.

Este: El bloque 15, operado por PETROAMAZONAS.

Oeste: El campo Pucuna, operado por SUELOPETROL.

Sacha es un anticlinal de edad cretácica con dirección NNE-SSO cortado en su flanco oeste por una falla transpresional dextral. Se localiza en el flanco occidental del corredor Sacha-Shushufindi. Tiene un ancho de 4 Km al norte y alrededor de 7 Km. al centro y sur, con una longitud aproximada de 33 Km. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240 pies a la base caliza "A" y un área de 32167 acres.

La estructura Sacha se formó en la primera etapa de inversión tectónica, debido a la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura.

## 1.2 Litología del campo Sacha: Topes y Bases de Formaciones.

El campo Sacha tiene una litología de subsuelo compuesta por distintas formaciones y miembros, que se detallan a continuación:

**Formación Indiferenciado:** Comienza desde 0' hasta 5500 pies aproximadamente, se caracteriza por estar compuesta de areniscas de grano fino a medio en los primeros 2000 pies con intercalaciones de lutitas y arcillolitas en ciertas profundidades. De 2000' a 4000 pies tenemos presencia de arcillolitas color café rojizo hasta la base de la formación; donde empieza Orteguaza se encuentran areniscas de grano fino.

**Formación Orteguaza:** Va aproximadamente desde 5500' hasta 6100 pies en profundidad vertical. Esta compuesta en su parte superior por lutitas gris verdosas y en la parte inferior por arcillolitas de color rojo violeta con un mayor porcentaje de arenisca de grano fino.

**Formación Tiyuyacu.** Comienza aproximadamente a 6100' y va hasta 7820 pies en profundidad vertical. Se divide en dos miembros: Tiyuyacu Superior y Tiyuyacu Inferior.

**Tena:** Comprende desde 7820' hasta 8660 pies. Esta compuesta en el tope por arcillolita café rojiza con intercalaciones de limonita y en la parte inferior 100% de calizas.

**Napo:** Va aproximadamente desde 8660' hasta 9800 pies. Se divide en los siguientes miembros:

**Basal Tena:** Esta compuesta por arenisca cuarzosa, arcilla y arcillolita. Tiene un espesor que varía entre 20' y 50 pies dependiendo de la ubicación del pozo.

**Caliza M1:** En la parte superior encontramos lutitas grises oscuras y negras en la parte inferior calizas. Su espesor está entre 80' y 150 pies.

**Caliza M2:** Esta compuesta en la parte superior e inferior por lutitas grises oscuras. En la parte central encontramos caliza lodosa sin

porosidad y sin presencia de hidrocarburos. Su espesor varía entre 80' y 150 pies.

**Caliza A:** En el tope y base hay presencia de lutitas grises oscuras y en la parte central mayor cantidad de caliza lodosa. Su espesor va desde 40' a 90 pies.

**Arenisca U:** Se divide en Superior e Inferior.

Esta compuesta en mayor porcentaje con arenisca cuarzosa, café clara, sin porosidad, ocasionalmente con inclusiones de glaucomita y manchas de hidrocarburo café claro, pobre presencia de hidrocarburos.

En el tope y base hay presencia de lutita gris oscura, negra. El espesor de este miembro va desde 100' a 170 pies.

**Caliza B:** Esta compuesta en su totalidad por caliza lodosa, gris clara, sin porosidad, con pintas de hidrocarburo de color café y pobre presencia de hidrocarburos. Su espesor varía entre 10' a 40 pies.

**Arenisca T:** Este miembro se divide en Superior e Inferior y su espesor varía entre 180' a 250 pies.

La Superior tiene presencia en un 90% de arenisca cuarzosa clara con regular porosidad e inclusiones de glaucomita, con manchas de hidrocarburo de color café oscuro, regular presencia de hidrocarburos.

La Inferior esta compuesta en un 100% por arenisca cuarzosa de pobre porosidad visible, con manchas de hidrocarburo de color café oscuro y con pobre saturación de hidrocarburos.

En la base de este miembro esta la lutita Napo Basal compuesta por lutita gris oscura, en menor cantidad negra, moderadamente dura.

**Hollin:** Se divide en Superior e Inferior.

**Hollin Superior:** esta compuesta en su tope por lutitas grises oscuras y calizas. Hay gran presencia de arenisca con porosidad media del 14%, inclusiones de glaucomita y regular presencia de hidrocarburos.

**Hollin Inferior:** Está conformada en su totalidad por arenisca cuarzosa café clara con manchas de hidrocarburo de color café oscuro, pobre a regular presencia de hidrocarburos.

### **1.3 Tipos de Pozos perforados en el campo Sacha.**

En el campo Sacha tenemos varios tipos de pozos perforados como: verticales, direccionales tipo S y J. Se analizaran 6 pozos direccionales S y un pozo J perforados por la compañía Halliburton.

Estos pozos están dentro de una campaña de perforación que comenzó en el 2007 y que prosigue en la actualidad.

### **1.4 Descripción general de un perfil direccional de perforación.**

Un perfil direccional esta diseñado de acuerdo a los requerimientos necesarios para la perforación de un pozo. Tenemos diferentes tipos de perfiles direccionales: Tipo J, Tipo S y horizontales. A continuación se realiza una descripción de los tipos de perfiles perforados en Sacha.

## **PERFIL TIPO J**

La perforación de un pozo Tipo J requiere de tres fases para alcanzar el objetivo deseado, las cuales son:

- Sección de 16", que corresponde a la parte vertical inicial del pozo, construcción del KOP y parte de la sección tangencial.
- Sección de 12-1/4", que sirve para mantener la inclinación hasta asentar el casing de 9-5/8".
- Sección de 8-1/2", que cruza las formaciones objetivos hasta llegar a la profundidad total.

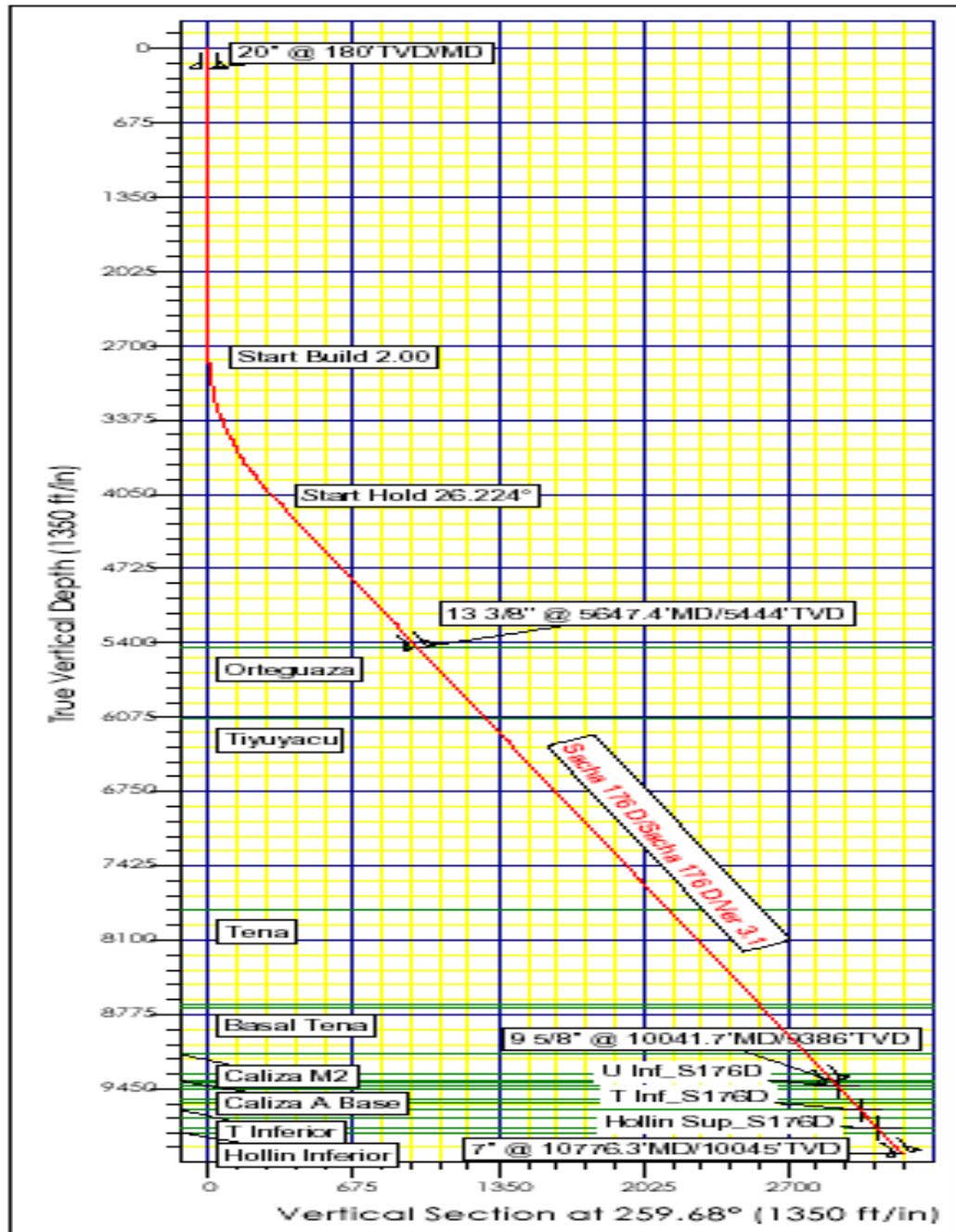


Figura 1.4.1 Perfil J

**PERFIL TIPO S**

La perforación de un pozo Tipo S requiere de tres fases para alcanzar el objetivo deseado, las cuales son:

- Sección de 16", que corresponde a la parte vertical inicial del pozo, construcción del KOP y parte de la sección tangencial.
- Sección de 12-1/4", que sirve para mantener la inclinación en la sección tangencial y luego tumbar ángulo para lograr verticalidad hasta asentar el casing de 9-5/8".
- Sección de 8-1/2", que cruza las formaciones objetivos hasta llegar a la profundidad total.

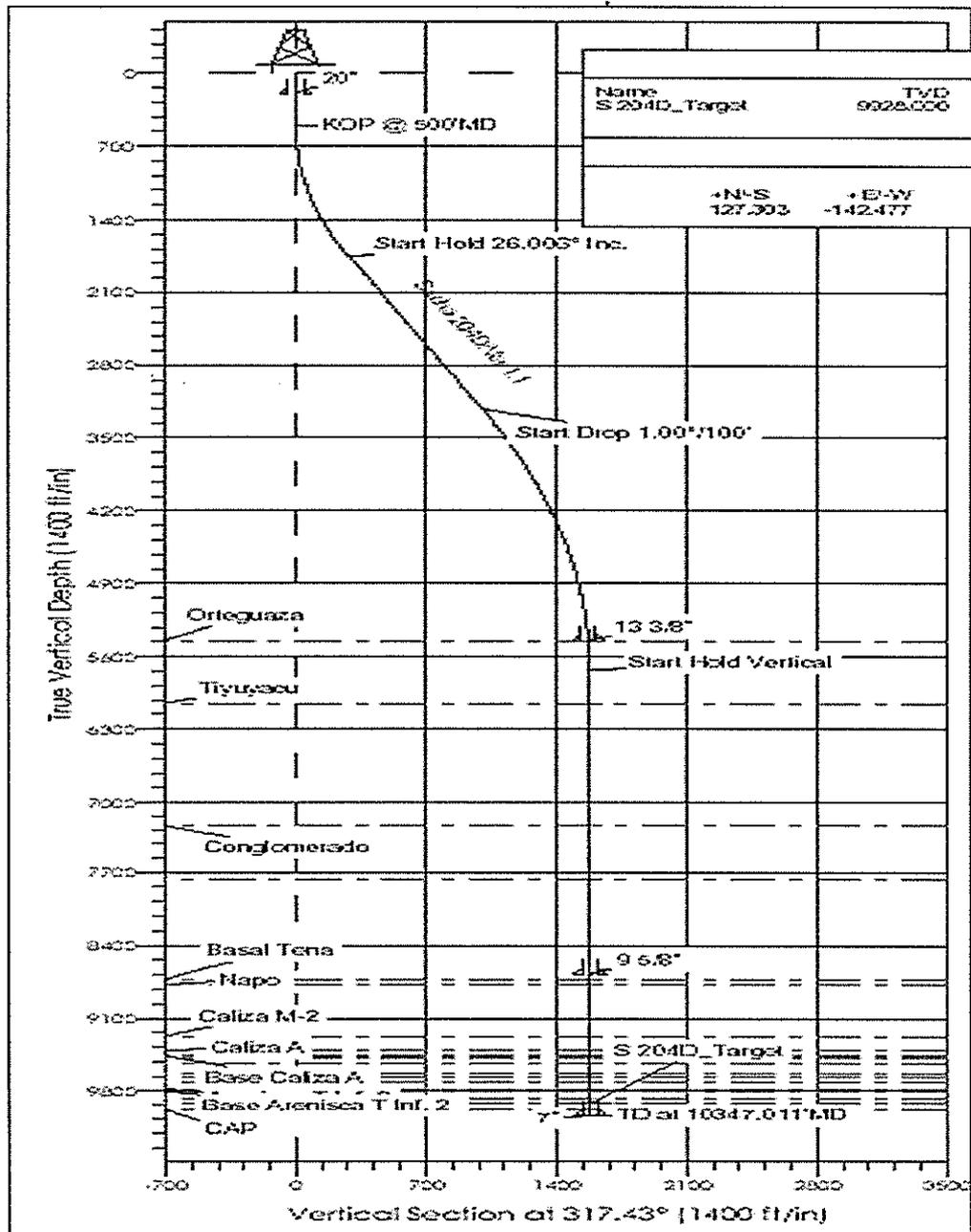


Figura 1.4.2 Perfil S

## **CAPÍTULO II**

### **CONCEPTOS Y DISEÑOS DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA) UTILIZADOS EN EL CAMPO SACHA**

#### **2.1 Principales componentes de un Ensamblaje de Fondo.**

El BHA afecta la trayectoria del pozo y puede variar desde diseños muy simples hasta complicados, todo dependiendo del tipo de herramientas que se utilicen; las cuales varían en función del tipo de ensamblaje que se requiera con el fin de perforar y mantener el control del hoyo.

Las herramientas más comunes que componen un BHA son:

- Lastrabarrenas.
- Collares.
- Sustitutos.
- Estabilizadores de camisa.
- Tubería de perforación pesada, HWDP.
- Tubería de perforación-Específica.

- Martillos de perforación.
- Uniones flexibles.
- Ensanchador de subsuelo.
- Turbinas de perforación.
- Reductores de diametro.
- Moneles no magnéticos.
- Herramienta MWD o/y LWD.
- Motor de fondo (Geo Pilot).
- Broca.

## **2.2. Ensamblajes Rotacionales**

Un aspecto importante en perforación direccional es el diseño del BHA, que se usa para perforar la trayectoria planeada del hueco.

Históricamente, siempre ha sido posible controlar el ángulo (inclinación) de los pozos durante la perforación rotatoria mediante el diseño correcto de los ensamblajes y la utilización óptima de los parámetros de perforación; sin embargo, el control de direccional tradicionalmente ha sido pobre.

### 2.2.1 Pendular

Un ensamblaje pendular se utiliza para tumbar ángulo. En este caso, un estabilizador está ubicado a 30', 45' o 60 pies de la broca, produciendo un efecto péndulo o de breve movimiento vertical. El propósito del estabilizador es impedir que el collar toque las paredes del pozo causando un punto de tangencia entre la broca y el estabilizador.

Un aumento en la longitud efectiva del ensamblaje de fondo (la longitud debajo del punto de tangencia), resulta en un aumento en el peso. La fuerza,  $F_s$ , es determinada por ese peso y se incrementa excediendo la fuerza,  $F_B$ , debido a la flexión. El resultado neto es una fuerza lateral en la broca causando que en el hueco el BHA tumbe el ángulo.

Adiciones de peso sobre la broca disminuirán levemente la tendencia del ensamblaje a tumbar el ángulo, porque incrementa la fuerza lateral debido a la flexión,  $B_F$ . Los ensamblajes pendulares

tienen una altísima tasa de caída a medida que incrementa la inclinación.

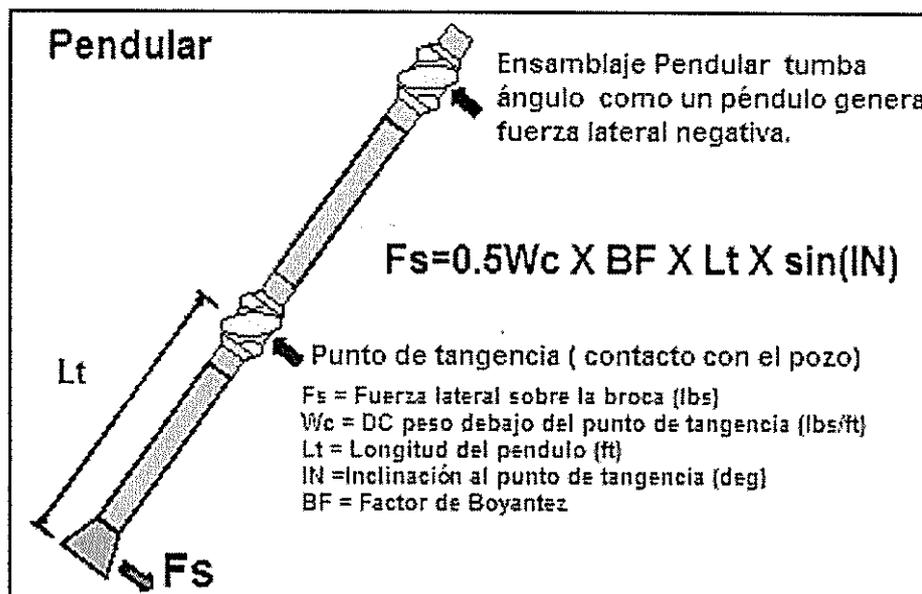


Figura 2.2.1 Ensamblaje Pendular

Un incremento en el ángulo del hueco resultaría en un incremento en  $F_s$  y en la tendencia a tumbar. No hay fuerza pendular a cero grados de inclinación. El seno de cero es cero y la fuerza pendular sería cero. Los ensamblajes pendulares son inefectivos a bajas inclinaciones.

### 2.2.2 Palancado

El ensamblaje Palancado es usado para construir ángulo y utiliza un estabilizador cerca de la broca que actúa como una palanca para aplicar fuerzas laterales a la misma. La magnitud de esa fuerza es una función de la distancia desde la broca al punto de tangencia. Un incremento en el peso de la broca y disminución de los lastra barrenas incrementaría la fuerza lateral a la broca incrementando la tasa de construcción.

Los ensamblajes de construcción mas fuertes consisten de un estabilizador ubicado de 3' a 6 pies de la cara de la broca con collares y tubería de perforación sobre el estabilizador (un segundo estabilizador puede ser ubicado 90 pies sobre la broca).

Este ensamblaje construirá bajo la mayoría de condiciones. La tasa de construcción será controlada por tendencias de la formación, broca y tipos de estabilizadores, litología, pesos de broca (a las más bajas inclinaciones), lastra barrenas, r.p.m. de la sarta de perforación, tasas de penetración y geometría del hueco.

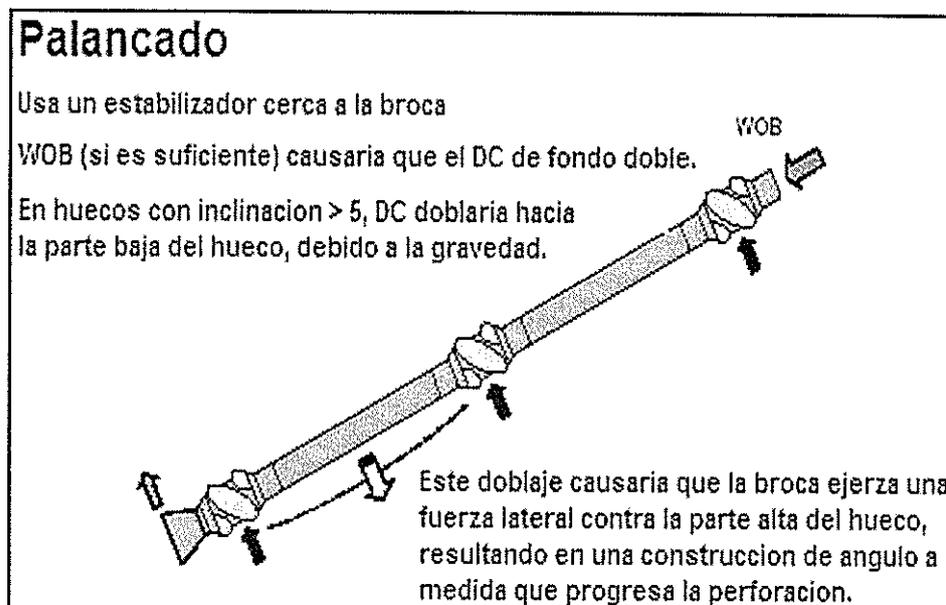


Figura 2.2.2 Ensamblaje Palancado

Un ensamblaje de construcción consiste de un estabilizador de fondo ubicado de 3' a 8 pies desde la cara de la broca, 60 pies de lastra barrenas, estabilizador, collares y drill pipe. Este es el ensamblaje más común usado para construir ángulo. Un segundo estabilizador tiende a disminuir la tendencia a construir y puede ser usado cuando el ensamblaje previo construye a una tasa excesiva.

### 2.2.3 Empacado

Es usado para mantener la inclinación en el hueco, lo cual es mucho más difícil que construir o tumbar ángulo. Bajo condiciones ideales, la mayor parte de ensamblajes tienen una tendencia a construir o tumbar ángulo.

Al escoger un ensamblaje para mantener inclinación, es recomendable investigar los registros de pozos perforados en el área para determinar cual ensamblaje trabaja mejor para el tipo de formaciones a ser perforadas.

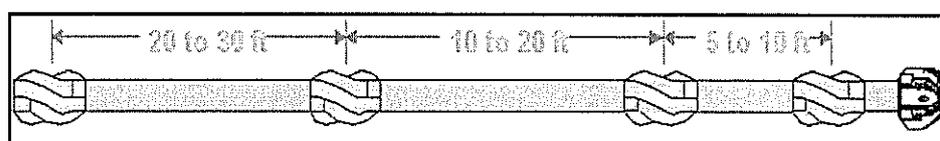


Figura 2.2.3 Ensamblaje Empacado

La idea detrás de este ensamblaje es minimizar la fuerza lateral en la broca. Ubicando estabilizadores lo más cerca posible, la cantidad de flexión entre ellos es sustancialmente reducida. Hay tres puntos

de estabilización; uno sobre la broca y dos puntos más arriba del hueco.

### **2.3 Motores dirigibles**

Es definido como un ensamblaje de fondo cuyo comportamiento direccional puede ser modificado por ajuste de los parámetros de perforación controlables desde superficie, incluyendo velocidad rotaria y peso sobre la broca. La habilidad para modificar el comportamiento de esta manera permite al ensamblaje ser dirigido hacia un objetivo deseado sin su removerlo del pozo. En cierta medida, los ensamblajes rotarios son dirigibles si la tendencia a construir o tumbar es sensible al peso.

Hoy en día el ensamblaje de motor dirigible es una mezcla entre un motor de fondo y un ensamblaje rotacional de perforación. El ensamblaje puede ser rotado para perforar como un ensamblaje rotario u orientado para perforar como un motor.

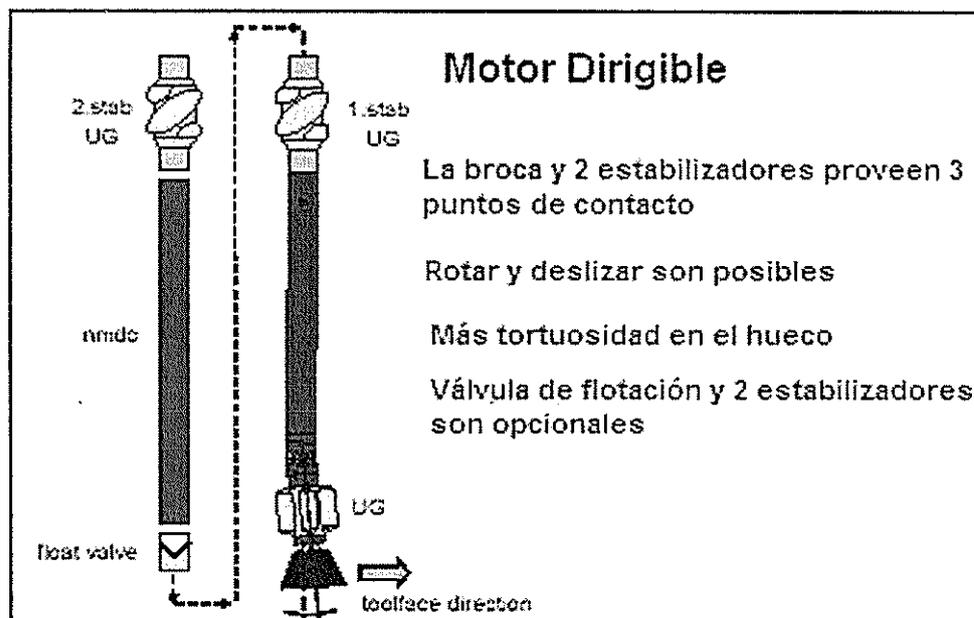


Figura 2.3 Motor Dirigible

#### 2.4 Rotacionales dirigibles

Los sistemas rotarios dirigibles permiten dirigir activamente la broca mientras rota continuamente la sarta de perforación. Permiten guiar la trayectoria del pozo, dando como resultado que, el pozo pueda ser ubicado dentro de la posición y orientación óptima del reservorio.

Los objetivos de los sistemas rotatorios dirigibles son: dirigir lateralmente la broca, eliminar viajes dentro y fuera del hueco, guiar la trayectoria del pozo y alterar la trayectoria del hueco.

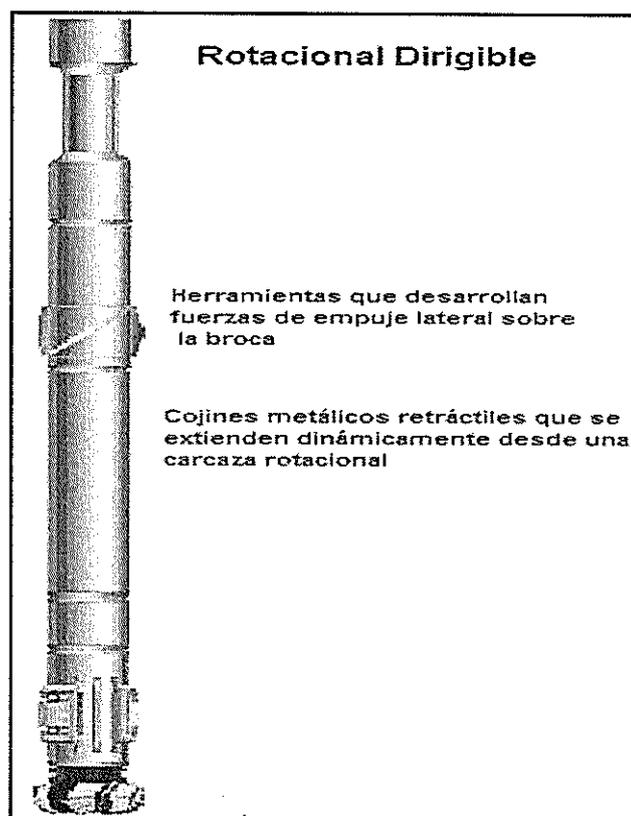


Figura 2.4 Rotacional Dirigible

## **CAPÍTULO III**

### **IDENTIFICACION DE LOS PROBLEMAS OCURRIDOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO SACHA.**

En este capítulo se identifican los problemas que se presentaron en los Ensamblajes de Fondo de las diferentes secciones del pozo.

#### **3.1 POZO 154D.**

##### **BHA 4**

Tumba ángulo en modo rotario, teniendo que deslizar para mantener el ángulo. A partir de 2865 pies, incrementa la tendencia a tumbar en modo rotario y sostiene el giro a la izquierda

##### **BHA 5**

Se sacrifica ROP en modo rotario, a la profundidad de 5000 pies cae a 10 pies/hr, se decide sacar para evaluar broca y herramientas de fondo.

**BHA 6**

Se saca a superficie para cambio de broca

**BHA 7**

Hubo dificultad al deslizar debido al “tool face” inestable y al alto torque reactivo producido por el tipo de broca. Se saca por baja ROP, encontrando en superficie que la broca estaba anillada.

**BHA 8**

La ROP fue baja posiblemente a embolamiento de la broca.

**BHA 9**

No tuvo ninguna clase de problemas a pesar de que utilizó un motor de baja velocidad y broca tricónica.

**BHA 10**

Este ensamblaje mantuvo la verticalidad sin problemas.

**BHA 11**

Se perfora equipo de flotación manteniendo la vertical hasta TD.

### **3.2 POZO 155D.**

#### **BHA 3**

Con esta sarta se construyó curva con buen desempeño.

#### **BHA 5**

Se deslizo para acercarse al perfil planificado, sin resultados, debido al “tool face” inestable y a falta de camisa del motor.

#### **BHA 6**

Mantiene la vertical en el conglomerado y se desliza sin ninguna dificultad, obteniendo buena respuesta en el cambio de dirección.

#### **BHA 7**

Mantuvo muy bien la vertical hasta el punto de revestimiento.

#### **BHA 8**

Esta sarta mantiene muy bien la vertical en modo rotario alcanzando los objetivos propuestos sin dificultad.

### **3.3 POZO 164D**

#### **BHA 1**

Perfora verticalmente hasta 600 pies, con bajo galonaje.

#### **BHA 2**

Perfora manteniendo la tangente.

#### **BHA 3**

Mientras se perfora en modo rotario se observa tendencia de la sarta a girar a la izquierda.

#### **BHA 4**

Tuvo problemas de colgamiento continuo a 1400 pies, bajo el zapato continuando así todo Orteguaza y mejorando un poco en Tiyuyacu, teniendo limitaciones en el galonaje.

#### **BHA 5**

Se saco para cambiar broca PDC por tricónica.

**BHA 6**

Se perforó satisfactoriamente manteniendo vertical hasta el tope del conglomerado superior.

**BHA 7**

Mantuvo la vertical con buen ROP y sin problemas.

**BHA 8**

Tuvo buen rendimiento y mantuvo la vertical, hubo problemas de incremento de presión en los últimos 150 pies.

**BHA 9**

Tuvo buen ROP, registrando en los surveys incremento en el ángulo de 0.75 grados promedio, debido a la tendencia que dejó el BHA anterior, al incrementar el peso perforando.

**BHA 11**

Tuvo un buen desempeño al mantener la vertical hasta TD y se realiza la corrección de la inclinación sin problemas.

### **3.4 POZO 165D**

#### **BHA 2**

Se saca para calibración de hueco hasta superficie.

#### **BHA 3**

Se continuó perforando en tangente, incrementándose ligeramente el ángulo hasta 26.33 grados como máximo para ajustarse a la planificación.

#### **BHA 4**

Tuvo tendencia hacia la izquierda y se controla con orientación hacia la derecha. A finales de esta corrida se observa vibración del motor y colgamiento de la sarta cuando se deslizó.

#### **BHA 5**

Con el nuevo motor no se registra mejora en el ROP y se presenta variable a lo largo de la perforación tanto para rotación como para orientación. Se observa colgamiento de la sarta, la misma que dio lugar a vibraciones del motor cuando se descolgó y en ciertos tramos impidió un buen trabajo de orientación.

**BHA 6**

Continuo colgamiento de la sarta y erráticos “tool face” por las continuas vibraciones del motor, se consiguió poco tumbado de ángulo con un DLS promedio de 0.25 g/100 pies.

**BHA 7**

Se saca por limitaciones de presión en el taladro para continuar perforando con herramientas direccionales.

**3.5 POZO 204D****BHA 2**

La sarta muestra tendencia de giro a la izquierda mientras se rota con un DLS promedio de -0.48 g/100 ft, el cual se corrigió con orientación. Al finalizar la zona tangencial se decide sacar la sarta por haber cumplido ya 36 horas de perforación continua.

**BHA 3**

Sarta con fuerte tendencia a construir en modo rotacional; se tuvo que deslizar entre 40' y 20 pies por parada para lograr tumbar el ángulo y

realizar la corrección de dirección. Baja rata de penetración, posiblemente debido a problemas de embolamiento de la broca, por las vibraciones del motor y un torque reactivo mayor a 270 grados en el "tool face".

#### **BHA 4**

La sarta mostró una tendencia de giro a la derecha entre más se aproxima a la vertical. Se tiene colgamiento de la sarta y vibración del motor. Se decide sacar sarta por presión. En superficie se observa broca con severo desgaste y 3 boquillas tapadas con cauchos.

#### **BHA 5**

Se tuvo que realizar algunas correcciones en inclinación y dirección. Se sacó a la profundidad de 8029 pies debido a muy baja ROP, en Tena. En superficie se observa al estabilizador del tope del motor con un desgaste de 5/8" y la camisa del estabilizador con desgaste de 1/4"; por este motivo es que levantó ángulo en la parte inferior del tramo perforado y se observo broca embolada.

**BHA 6**

Se tuvo problemas de colgamiento de sarta con vibración del motor, por la liberación de peso. Se saca ensamblaje a la profundidad de 8958 pies para correr liner de 9-5/8".

**BHA 7**

Se realiza una corrección en la inclinación y dirección del pozo, perforando hasta la profundidad final en modo rotario, donde se observa tendencia a tumbar ángulo y girar a la derecha.

**3.6 POZO 225D****BHA 1**

Se continúa perforando en rotación hasta 225 pies, donde hay caída en la ROP, debido a embolamiento de la broca por bajo caudal

**BHA 2**

A 2842 pies, se saca la sarta en viaje de calibre a superficie y se cambia el martillo del ensamblaje.

**BHA 3**

Se cumplió el objetivo pero con bajo ROP debido al porcentaje de deslizamiento que tomo en esta sección. La zona tangencial presenta caída de ángulo en rotación en el indiferenciado terciario. En la zona de verticalización, que va de 3862 hasta 5985 pies, la formación no permitió tumbar ángulo.

**BHA 4**

Se presentan problemas para deslizar debido a colgamiento de sarta, vibración del motor, problemas de presión y torque. Al retirar la broca se la observa anillada perdiendo mas del 60% de sus cortadores; muy poco desgaste en los STB.

**BHA 5**

A 7800 pies se saca herramienta por cambio de MDF y broca tricónica. Se observa mayor desgaste en el estabilizador sub y menos en el estabilizador del MDF, la broca se retiro en buen estado.

**BHA 6**

Se perfora con broca Tricónica con baja tasa de penetración mejorando en las zonas de Conglomerado. Se decide sacar broca al tener 90% de Arcillolita en la muestra Geológica

**BHA 7**

Se presentan problemas de colgamiento de la sarta, debido a que la formación Tena tiene tendencia a girar a la derecha y no es completamente homogénea; esto ocasiona una baja ROP y un deslizamiento inefectivo debido al "tool face".

**BHA 8**

La formación siempre mantuvo tendencia de girar hacia la derecha. Se tiene problemas de presión y torque.

**3.7 POZO 176D****BHA 3**

Se deslizo 50% en la construcción de la curva; no se realizó deslizamiento al final de la tangencial.

**BHA 4**

Mantiene la tangente en rotación; al abrirse las boquillas se perdió limpieza hidráulica en la broca, embolándose y cayendo la ROP.

**BHA 5**

Se saca para cambiar sarta y perforar cemento, equipo de cemento y 10 pies de formación.

**BHA 7**

La sarta muestra tendencia a construir ángulo con un promedio de 0.5 grados/100 pies en la formación Tiyuyacu, alcanzando una inclinación de 30.29 grados haciendo necesario deslizar en LS y a la derecha para alcanzar la inclinación y dirección propuesta.

**BHA 8**

La sarta muestra tendencia a tumbar ángulo con un promedio de 0.75 grados/100 pies en rotación, perforando el Chert de la base de la formación Tiyuyacu.

**BHA 9**

Se saca sarta por embolamiento de la broca.

**BHA 10**

Al entrar en la formación Napo y en las Calizas, la sarta comenzó a tumbar ángulo con una severidad promedio de  $1.31^{\circ}/100$  pies y a girar hacia la derecha con una severidad de  $0.96^{\circ}/100$  pies.

**BHA 12**

Hubo que corregir la dirección y mantener el ángulo con muy buenos resultados. En rotación la sarta tumbó ángulo con una severidad promedio de  $0.75^{\circ}/100$  pies.

**3.8 POZO 181D****BHA 3**

Mostró tendencia a girar a la izquierda. A 4457 pies se saca y una vez en superficie se decide cambiar el martillo.

**BHA 4**

Al final muestra tendencia a disminuir la inclinación con un BUR de  $0.2^{\circ}/100$  pies y a girar a la izquierda con una TR de  $0.5^{\circ}/100$  pies.

**BHA 5**

Al comienzo hay baja ROP que se recupera después de 5872 pies. Se perfora con tendencia a disminuir la inclinación. Presenta colgamiento al momento de deslizar generando baja ROP e inestabilidad en el "tool face" con la consecuente disminución de efectividad en la deslizada. Al final es imposible deslizar.

**BHA 6**

Problemas de alto torque y presión.

**BHA 7**

Al inicio se presenta tendencia a aumentar la inclinación con un BUR de  $0.4$  grados/100 pies en promedio y luego a girar a la izquierda con un TR de  $0.7^{\circ}/100$  pies en promedio.

**BHA 8**

Al comienzo se observa tendencia a mantener la inclinación y girar a la derecha con un TR promedio de 0.15 grados/100 pies. Pero al final hay tendencia a disminuir la inclinación con un BUR promedio de 1°/100 pies. Hay mucha variación de la ROP.

**BHA 9**

Al inicio hay gran tendencia a disminuir la inclinación con un BUR aproximado de 1.5 grados/100 pies. Se observa alto colgamiento de la sarta al momento de deslizar.

**BHA 10**

Al inicio hay problemas para deslizar, luego permitió deslizar sin problemas y se pudo frenar la fuerte tendencia de disminución de la inclinación con un BUR de 2.2 grados/100 pies de la formación Napo.

## **CAPITULO IV**

### **Análisis para la selección de Ensamblajes de Fondo (BHA).**

#### **4.1 BHA utilizados en la perforación de pozos del campo Sacha.**

##### **4.1.1 Pozo 154D.**

La sección de 16" utilizo 5 BHA para perforar desde 192' hasta 5796 pies.

##### **BHA 2**

Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar 350 pies en vertical.

##### **BHA 3**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para construir ángulo a razón de 2.0 grados/100 pies.

##### **BHA 4**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo para construir ángulo a razón de 2.0 grados/100 pies y mantener tangente.

**BHA 5**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para tumbar ángulo a razón de 1.0 grados/100 pies.

**BHA 6**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para tumbar ángulo a razón de 1.0 grados/100 pies.

La sección de 12-1/4" utilizó 4 BHA para perforar hasta 9020 pies.

**BHA 7**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para tumbar ángulo a razón de 1.0 grados/100 pies y mantener hasta alcanzar la vertical.

**BHA 8**

Sarta navegable con broca tricónica, motor de fondo y "bend" de 0.78 grados para mantener ángulo en la vertical.

**BHA 9**

Sarta navegable con broca tricónica y motor de fondo para perforar el conglomerado manteniendo la vertical.

**BHA 10**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para mantener ángulo en la vertical y perforar hasta medida de casing 9-5/8".

La sección de 8-1/2" utilizó 2 BHA; 1 para perforar y otro para acondicionamiento del hueco desde 9020' hasta 10370 pies.

**BHA 11**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para perforar equipo de flotación manteniendo vertical hasta TD.

**BHA 12**

Sarta rotaria con broca PDC y estabilizador de sarta a 34 pies de 8-1/6" para acondicionar el hueco.

#### **4.1.2 Pozo 155D.**

La sección de 16" utilizo 2 BHA para perforar desde 150' hasta 5842 pies.

##### **BHA 2**

Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar 365 pies en vertical.

##### **BHA 3**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para construir ángulo a razón de 2.5 grados/100 pies.

La sección de 12-1/4" utilizo 4 BHA para perforar desde 5842' hasta 9004 pies.

##### **BHA 4**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para tumbar ángulo a razón de 1.25 grados/100 pies hasta alcanzar la vertical.

**BHA 5**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para mantener la vertical.

**BHA 6**

Sarta navegable con broca Tricónica, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para perforar el conglomerado manteniendo la vertical.

**BHA 7**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para mantener la vertical.

La sección de 8-1/2" utilizó 2 BHA; 1 para perforar y otro para acondicionar el hueco desde 9004 hasta 10450 pies.

**BHA 8**

Sarta navegable con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 0.78 grados para mantener la vertical.

**BHA 9**

Sarta rotaria con broca PDC y 2 estabilizadores de 8-1/4" a 1' y 40 pies para acondicionar el hueco

**4.1.3 Pozo 164D.**

La sección de 16" utilizo 3 BHA para perforar desde 0' hasta 5755 pies.

**BHA 1**

Ensamblaje con broca Tricónica y 3 DC de 8 pulgadas para perforar vertical hasta el KOP.

**BHA 2**

Ensamblaje con broca PDC, motor de fondo, "bend" de 1.15 grados y estabilizador de 15" a 37.64 pies de la broca para construir "KOP".

**BHA 3**

Ensamblaje con broca PDC, motor de fondo, "bend" de 1.15 grados y estabilizador de 15" a 37.64 pies de la broca para levantar ángulo y mantener tangente.

La sección de 12-1/4" utilizo 7 BHA para perforar desde 5755' hasta 8970 pies.

#### **BHA 4**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para tumbar ángulo a razón de 1 grado por cada 100 pies y perforar hasta el tope del conglomerado inferior.

#### **BHA 5**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo vertical hasta el tope del conglomerado inferior y sacar para cambiar broca PDC por Tricónica.

#### **BHA 6**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para perforar vertical hasta el tope del conglomerado inferior.

#### **BHA 7**

Ensamblaje con broca Tricónica, motor de fondo para corregir el azimuth de 22.2° a 180 grados y pasar el conglomerado inferior

manteniendo verticalidad hasta el tope de tena y de ahí sacar para cambio de broca.

### **BHA 8**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para perforar hasta punto de casing al tope de basal tena.

### **BHA 9**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para perforar vertical hasta el tope de basal tena para punto de casing.

### **BHA 10**

Ensamblaje con broca Tricónica , para perforar cemento hasta el top liner de 9-5/8".

La sección de 8-1/2" utilizo 1 BHA para perforar desde 8970' hasta 10420 pies.

### **BHA 11**

Ensamblaje con broca PDC y motor de fondo para corregir inclinación de 3.34 grados y mantener vertical hasta TD.

#### **4.1.4 Pozo 165D.**

La sección de 16" utilizo 5 BHA para perforar desde 0' hasta 5765 pies.

##### **BHA 1**

Ensamblaje rotario convencional Broca 16 Tricónica, 1 x 8" Bit Sub, 3 x 8" botellas (DC's), para perforar en vertical hasta 500 pies.

##### **BHA 2**

Ensamblaje direccional con Broca PDC y motor de fondo para construcción de la curva y mantener tangente.

##### **BHA 3**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para continuar perforando en tangente con 25.38 grados hasta la profundidad de 3646 pies en donde se inicia la tumbada de ángulo hacia la vertical.

##### **BHA 4**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para continuar perforando sección de 16" e ir tumbando ángulo desde 22.7° hasta

6 grados y alcanzar casing point a 5750 pies para tubería de 13-3/8".

#### **BHA 5**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para continuar perforando hueco en sección de 16" y tumbar ángulo desde 9.66° hasta 4.34 grados y mantener la dirección en 244.90 grados.

La sección de 12-1/4" utilizo 7 BHA para perforar desde 5765' hasta 10380 pies.

#### **BHA 6**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para alcanzar la verticalidad del hoyo.

#### **BHA 7**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para continuar perforando hasta tope de napo.

#### **BHA 8**

Sarta rotaria pendular con broca PDC, motor de fondo, MWD para monitorear el pozo y estabilizador de 11.75" a 38 pies.

**BHA 9**

Sarta rotaria pendular con broca PDC, motor de fondo, MWD estabilizador de sarta de 11.75" a 38 pies. para perforar en vertical.

**BHA 10**

Sarta rotaria pendular con broca PDC, motor de fondo y MWD para monitorear el comportamiento del pozo, perforando en vertical.

**BHA 11**

Sarta rotaria pendular con broca PDC, motor de fondo y MWD para monitorear el comportamiento del pozo y perforar en vertical

**BHA 12**

Sarta rotaria pendular con broca PDC, motor de fondo y MWD para monitorear el comportamiento del pozo perforando hasta el objetivo.

**4.1.5 Pozo 204D.**

La sección de 16" utilizo 3 BHA para perforar desde 0' hasta 5687 pies.

**BHA 1**

Ensamblaje rotario convencional con Broca Tricónica para perforar 500 pies en vertical.

**BHA 2**

Ensamblaje direccional con broca PDC y motor de fondo para construcción de la curva y mantener tangente.

**BHA 3**

Ensamblaje direccional para mantener y tumbar ángulo, es muy similar al anterior al cual se le realizó ligeros cambios: se le cambio las boquillas a la broca por 5 x 12/32" y 5 x 13/32". Además se cambió del martillo Hidro- Mecánico (18.14 pies).

La sección de 12-1/4" utilizo 3 para perforar desde 5687' hasta 8958 pies.

**BHA 4**

Ensamblaje direccional con broca PDC y motor de fondo para tumbar ángulo desde 6.48 hasta 0 grados y mantener la vertical hasta fin de la sección.

**BHA 5**

Ensamblaje direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener verticalidad hasta punto de revestimiento de 9-5/8".

**BHA 6**

Ensamblaje direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener verticalidad hasta punto de revestimiento de 9-5/8".

La sección de 8-1/2" utilizo 1 BHA para perforar desde 8958 hasta 10360 pies.

**BHA 7**

Ensamblaje direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener verticalidad hasta profundidad final.

**4.1.6 Pozo 225D.**

La sección de 16" utilizo 3 BHA para perforar desde 0' hasta 5985 pies.

**BHA 1**

Sarta rotaria convencional con broca tricónica para perforar hueco de 16" desde la superficie hasta 300 pies al punto de "KOP".

**BHA 2**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para perforar sección de 16", realizar el "KOP" a 433 pies y mantener tangente.

**BHA 3**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo tangente hasta 3862 pies, luego empezar a tumbar ángulo para verticalizar el pozo a 5933 pies hasta alcanzar el punto donde se asentara la tubería de revestimiento de 13-3/8" a 5979 pies.

La sección de 12-1/4" utilizo 4 BHA para perforar desde 5985' hasta 9510 pies.

**BHA 4**

Sarta navegable con broca PDC-FM3565ZR y motor de fondo para mantener verticalidad hasta el zapato de 9-5/8".

**BHA 5**

Sarta navegable con broca PDC-FM3565ZR y motor de fondo para perforar el conglomerado y mantener verticalidad.

**BHA 6**

Sarta navegable con broca tricónica y motor de fondo para atravesar zona de conglomerado y mantener verticalidad.

**BHA 7**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo la verticalidad hasta el punto de revestimiento a 10380 pies.

**BHA 8**

Sarta navegable con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo la verticalidad hasta TD.

**4.1.7 Pozo 176D.**

La sección de 26" utilizó 1 BHA para perforar desde 0' hasta 200 pies.

**BHA 1**

Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar los primeros 200 pies.

La sección de 16" utilizo 4 BHA para perforar desde 200' hasta 5685 pies.

**BHA 2**

Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar los conglomerados hasta 500 pies.

**BHA 3**

Sarta direccional con broca PDC, motor de fondo y "bend" de 1.15 grados para mantener la verticalidad hasta 2800 pies al punto de "KOP", después levantar ángulo hasta 26.224 grados manteniendo inclinación y dirección hasta punto de casing a 5647 pies MD.

**BHA 4**

El mismo motor del BHA # 3 para perforar tangencialmente hasta el punto de revestimiento; solo se cambio el TFA de las boquillas de 1.25° a 1.5 grados para disminuir las perdidas de presión en superficie.

**BHA 5**

El mismo del BHA # 4, para recuperar ROP perdida con la apertura de boquillas cerrar a 1.2 el TFA.

La sección de 12-1/4" utilizo 6 BHA para perforar desde 5685' hasta 10006 pies MD.

**BHA 6**

Sarta rotaria con broca Tricónica para perforar cemento, equipo de flotación y 10 pies de formación.

**BHA 7**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo tangente realizando los deslizamientos que sean necesarios para esto se espera que este ensamblaje mantenga ángulo.

**BHA 8**

Sarta direccional con broca tricónica y motor de fondo para perforar el Chert manteniendo la tangente.

**BHA 9**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener tangente hasta el punto de revestimiento.

**BHA 10**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener tangente hasta el punto de revestimiento.

**BHA 11**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para acondicionar el hueco de 12-1/2".

La sección de 8-1/2" utilizo un BHA para perforar desde 10006' hasta 10720 pies y otro para acondicionar.

**BHA 12**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para perforar tangencialmente hasta llegar a la profundidad total.

**BHA 13**

Sarta rotaria convencional con broca PDC para acondicionar hueco 8-1/2" para bajar revestimiento.

**4.1.8 Sacha 181D**

La sección de 16" utilizo 4 BHA para perforar desde superficie hasta 5826 pies.

**BHA 1**

Sarta rotaria convencional con broca tricónica para perforar hueco de 16" desde la superficie hasta 460 pies.

**BHA 2**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para empezar a construir curva.

**BHA 3**

Sarta direccional con broca PDC para construir "kick of point" y perforar tangente hasta la profundidad de 4457 pies.

**BHA 4**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo, para perforar tangente desde 4457' hasta 5826 pies MD.

La sección de 12-1/4" utilizo 5 BHA para perforar hasta 9060 pies.

**BHA 5**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para mantener tangente hasta Tiyuyacu.

**BHA 6**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para perforar desde 6484' hasta 6620 pies.

**BHA 7**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo manteniendo tangente hasta el tope del conglomerado masivo de Tiyuyacu.

**BHA 8**

Sarta direccional con broca tricónica y motor de fondo para perforar 420 pies en el Conglomerado Inferior , hasta el tope de Tena.

**BHA 9**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para perforar 840 pies en Tena.

La sección de 8 1/2" utilizo un BHA para perforar hasta 10540 pies.

**BHA 10**

Sarta direccional con broca PDC y motor de fondo para perforar manteniendo tangente hasta Napo y luego tumbar hasta Hollín.

**4.2 Análisis estadístico de los pozos direccionales perforados.**

Se realiza un análisis basado en la recopilación de datos de los diferentes tipos de BHA. Tomando como referencia las variables más importantes que muestran el desempeño.

La tabla de datos de los pozos en estudio se muestra en la siguiente sección del capítulo.

### Comparación del ROP NETO y ROP PROMEDIO

A continuación realizamos una comparación del ROP de los pozos perforados. El ROP NETO es la tasa de penetración de la broca y sus componentes en la formación y el ROP PROMEDIO son los pies perforados por la broca dividido para la suma del tiempo de perforación, toma de surveys, rimado y conexiones.

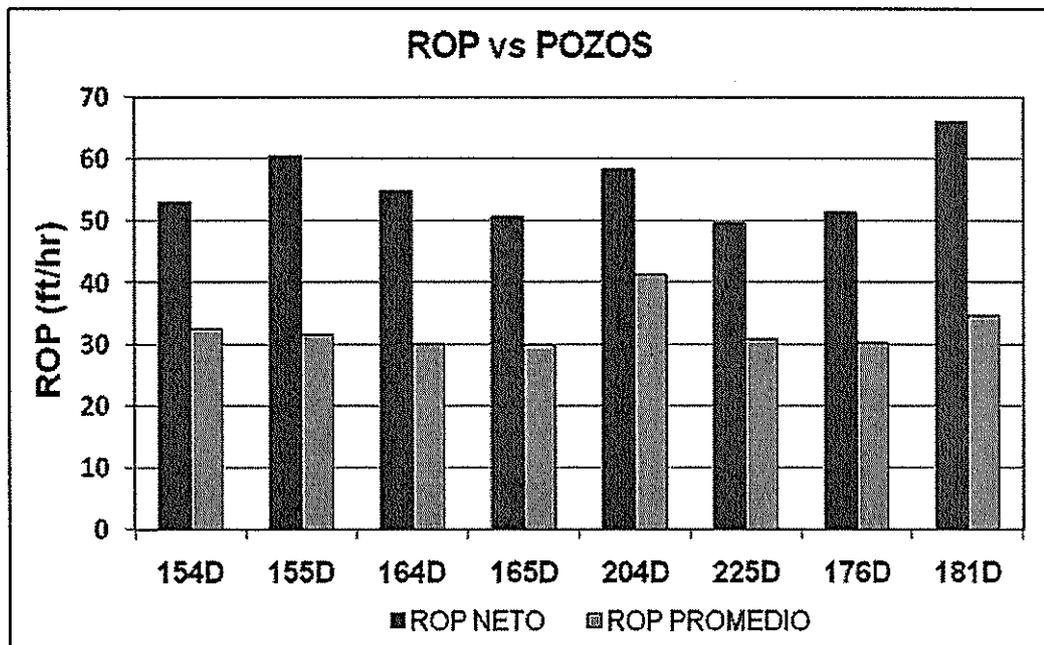


Figura 4.2 ROP vs. POZOS

Como apreciamos el pozo Sacha 155D tuvo el ROP neto (tiempo de contacto de la broca con la formación) más alto pero su ROP promedio es bajo, por lo que el pozo 204D tuvo mejor desempeño, ya que su ROP neto también es alto en un 29.22% a su ROP promedio, por lo que los tiempos para toma de surveys, conexiones y repasos fueron bajos en relación a los otros pozos.

De los Pozos J, el 181D tuvo el ROP NETO más alto pero hay una diferencia del 47.47% con relación al ROP Promedio y el 176D tuvo una diferencia del ROP Neto con respecto al ROP Promedio del 41.49%, pero su ROP Neto es bajo.

## Comparación de ROP por cada sección perforada.

### Sección 16"

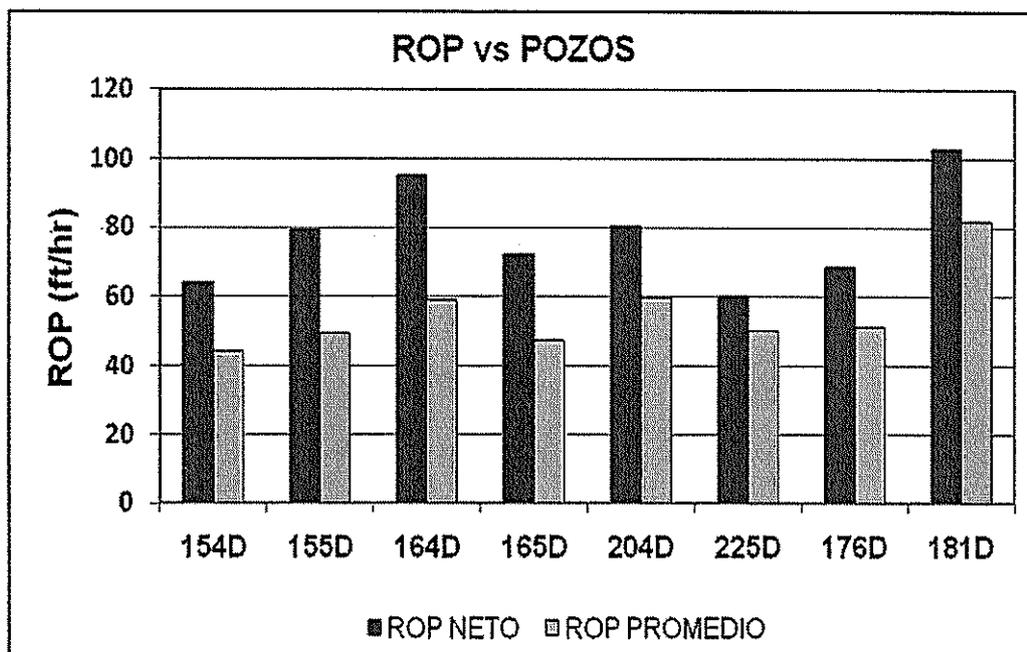


Figura 4.2.1 Sección 16" ROP vs POZOS.

El pozo 164D tuvo el ROP neto más alto, con 37.8584% de diferencia a su ROP promedio; en cambio el pozo 204D tuvo el 2do ROP neto alta y la diferencia con su ROP promedio es de 25.73%, por lo que se tomo menos tiempo en la toma de surveys.

El pozo 181D tuvo excelente desempeño dentro de los pozos J con un ROP neto alto y una diferencia del 20.53% a su ROP promedio.

### Sección 12-1/4"

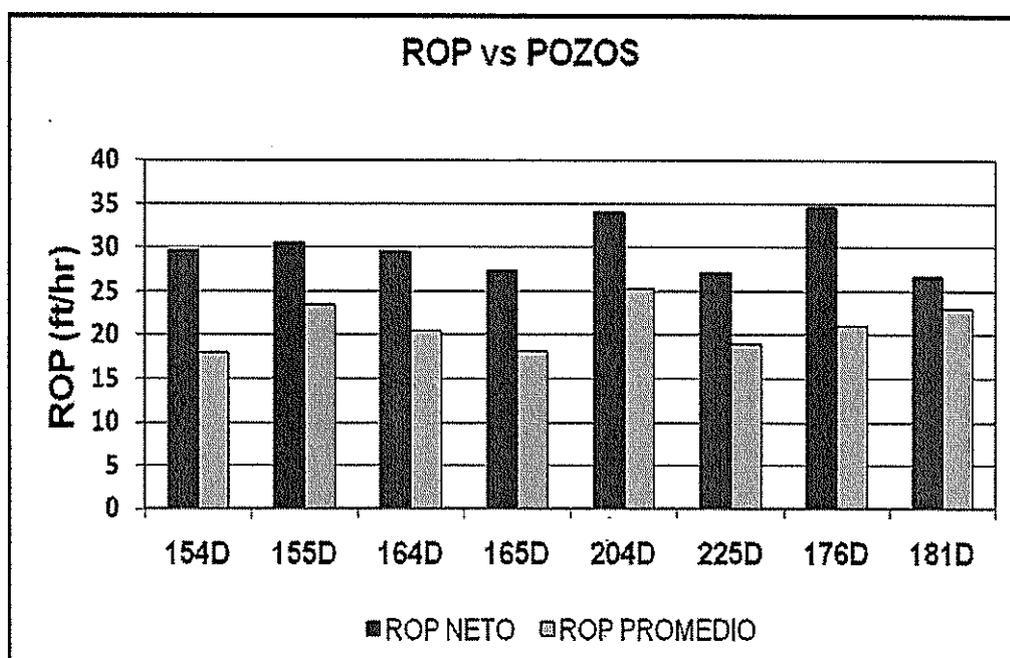


Figura 4.2.2 Sección 12 1/4" ROP vs POZOS

El pozo S que tuvo mejor desempeño fue el 204D con el ROP neta alto y mayor en 25.5% a su ROP promedio.



CIB-ESPOL

El Pozo J, 176D, tuvo la tasa de penetración más alta pero hay gran diferencia del 39.24% a su ROP promedio. En cambio el pozo 181D tuvo un ROP neto mas bajo y no hay gran diferencia con el ROP Promedio.

### Sección 8-1/2"

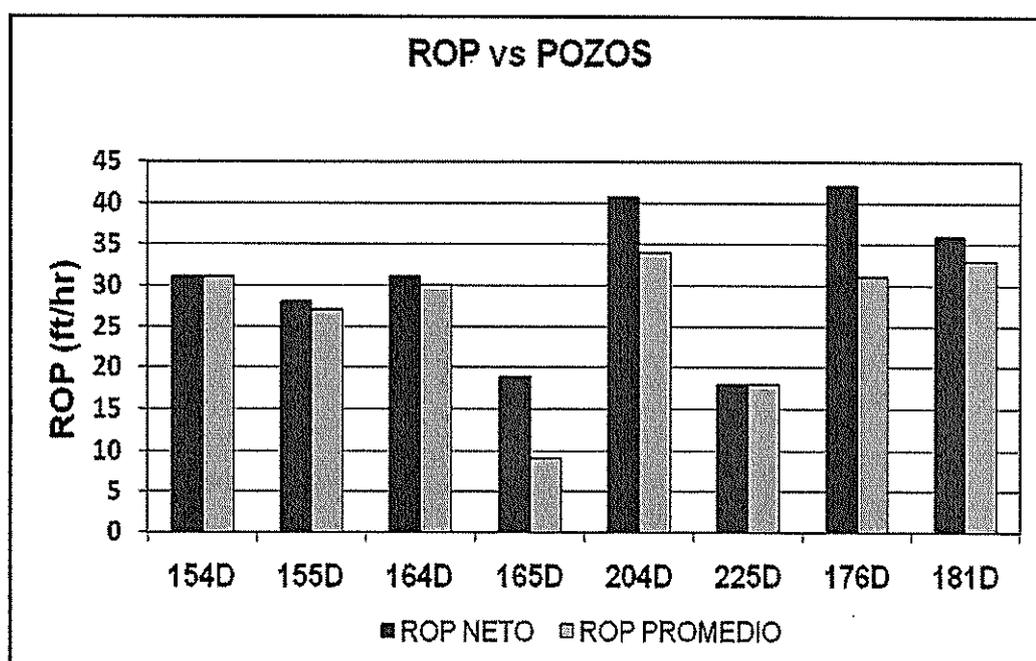


Figura 4.2.3 Sección 8 1/2" ROP vs POZOS

Considerando que esta sección se caracteriza en ser vertical para los pozos tipo S, el 204D tuvo el mejor desempeño con una diferencia del 16.35% del ROP neto en relación al ROP promedio.

El pozo 176D tiene el ROP neto más alto pero hay mucha diferencia con su ROP promedio. El 181D tiene un ROP Neto un poco mas bajo al pozo anterior, pero su ROP neto tiene 8.33% de diferencia al ROP Promedio.

### **Análisis Profundidad (TVD) con respecto a la Inclinación.**

El análisis se basa en la graficación de datos, donde se aprecia el cambio de inclinación con respecto a la profundidad y a la vez, muestra el comportamiento de las formaciones en cada pozo.

Se puede verificar y comparar el desarrollo de los BHA en zonas donde se requiere construir, tumbar y mantener ángulo, con lo que podemos ayudarnos para el diseño de futuros pozos direccionales.

Para una mejor apreciación de los resultados para cada tipo de pozo se realizaron dos graficas con distinto rango en el eje y (profundidad).

## Pozos direccionales S.

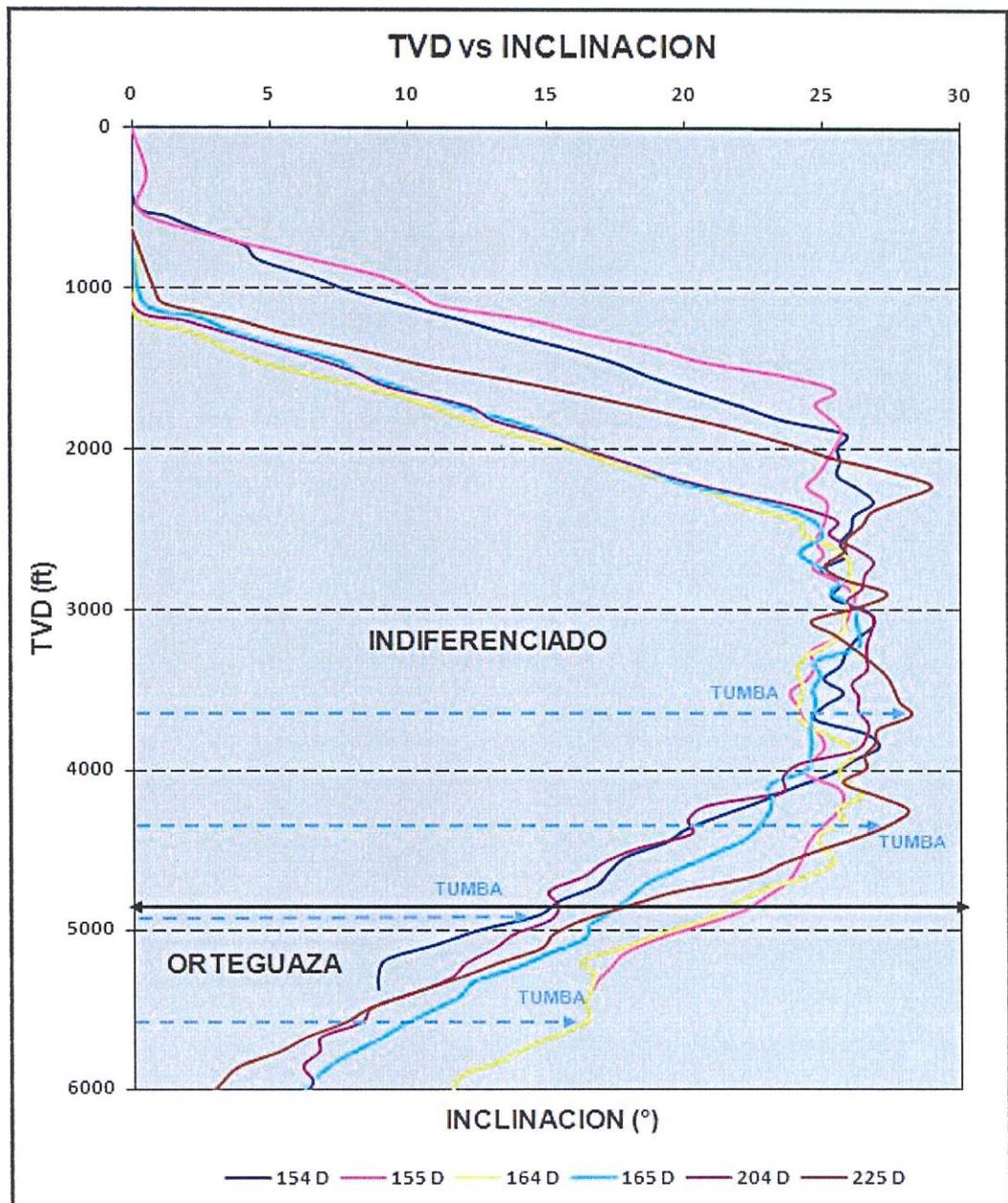


Figura 4.2.4 POZOS S: TVD (0-6000)' vs INCLINACION



CIB-ESPOL

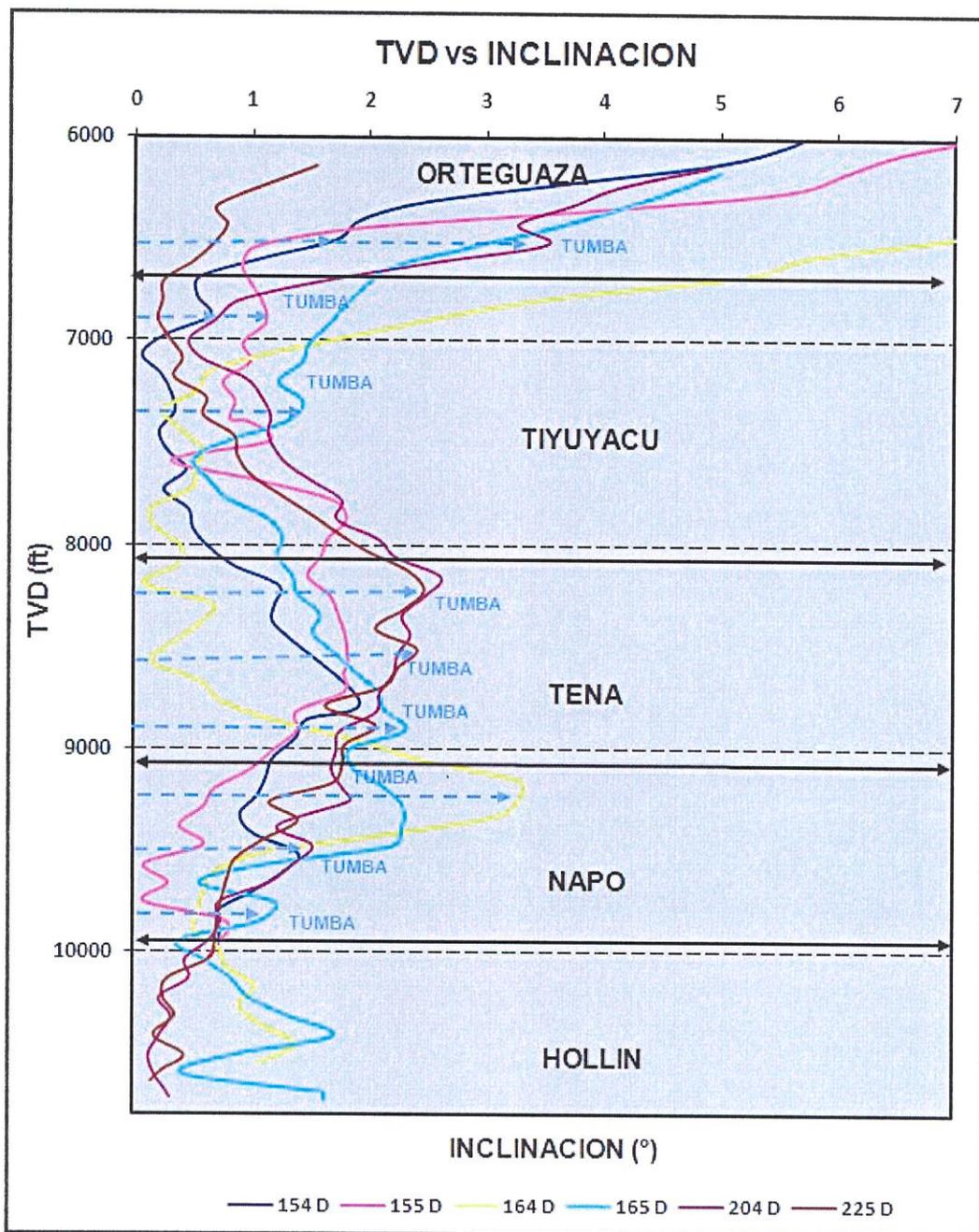


Figura 4.2.5 POZOS S: TVD (6000-11000)' vs INCLINACION

Se observa que el BHA del pozo 225D al hacer el "kick off point", se comporto de muy buena manera sin que se presenten problemas de tumbado de ángulo por parte de la formación.

Al momento de tumbar ángulo después de mantenerlo se puede pensar que la formación tiende a lo mismo, esto es normal debido a que se perfora deslizando con el objeto de seguir el plan direccional.

En la sección donde estamos tumbado ángulo observamos que entre 4500' a 5500 pies hubo tendencia de la formación a tumbar en el pozo 204D y en menos proporción en los pozos 164D y 155D.

Los BHA del 165D y 225D se desempeñaron muy bien tumbando inclinación en el tramo de 4300' a 5900 pies hasta Orteguaza, donde se comienza a verticalizar según el plan.

Al inicio de Tiyuyacu los pozos están diseñados para verticalizar y mantener la misma en toda la formación, donde se presentan muy leves variaciones de inclinación

En Tena y Napo se presentan variaciones en inclinación con tendencia a disminuir conforme incrementa la profundidad y a la vez se refleja la tendencia de estas formaciones en tumbar ángulo.

Los diseños de Halliburton contemplan una ligera caída angular en el plan direccional de los pozos S, desde Napo hasta el objetivo en Hollín.

Pozos direccionales J

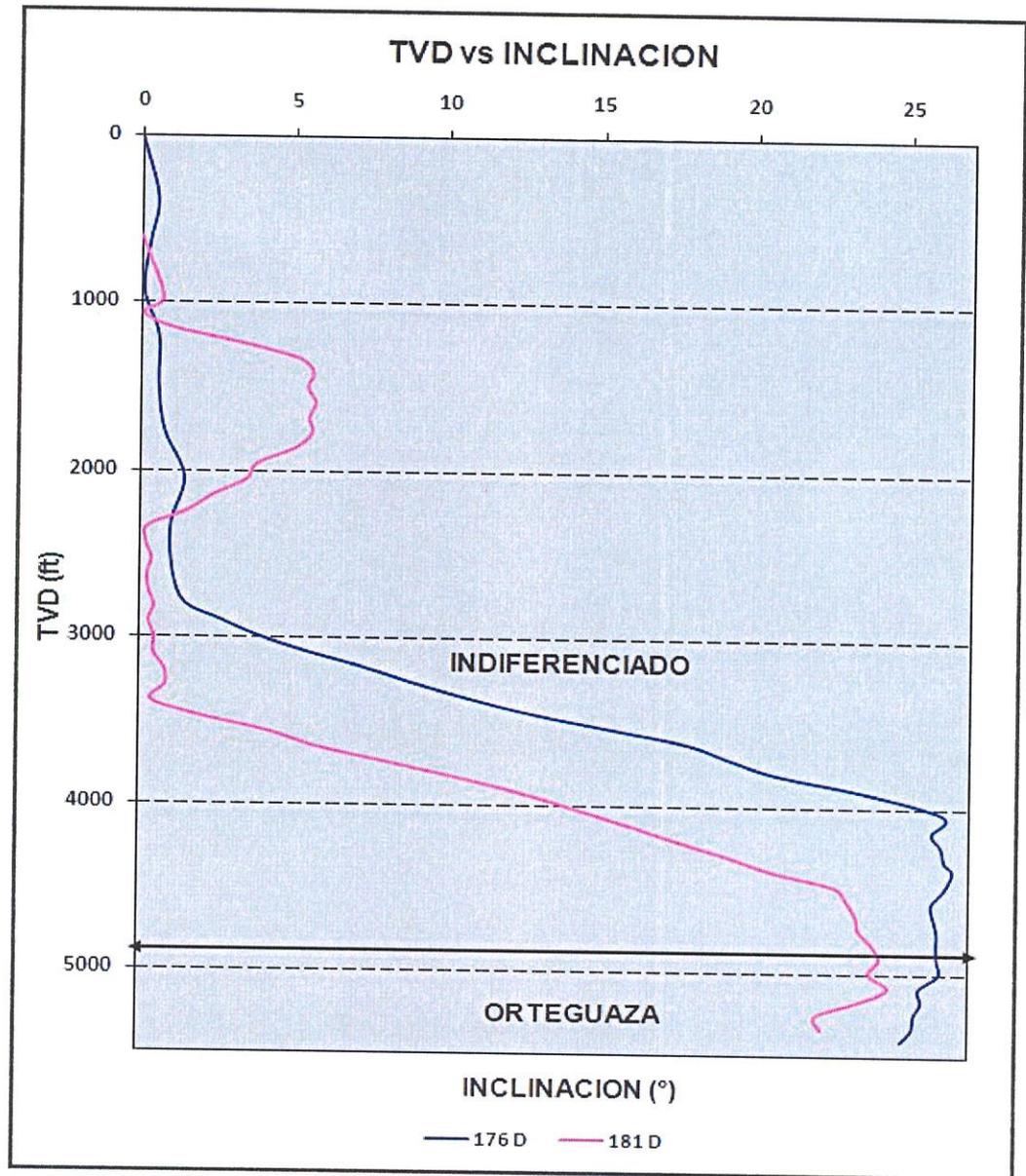


Figura 4.2.6 POZOS J: TVD (0 - 5500)' vs INCLINACION



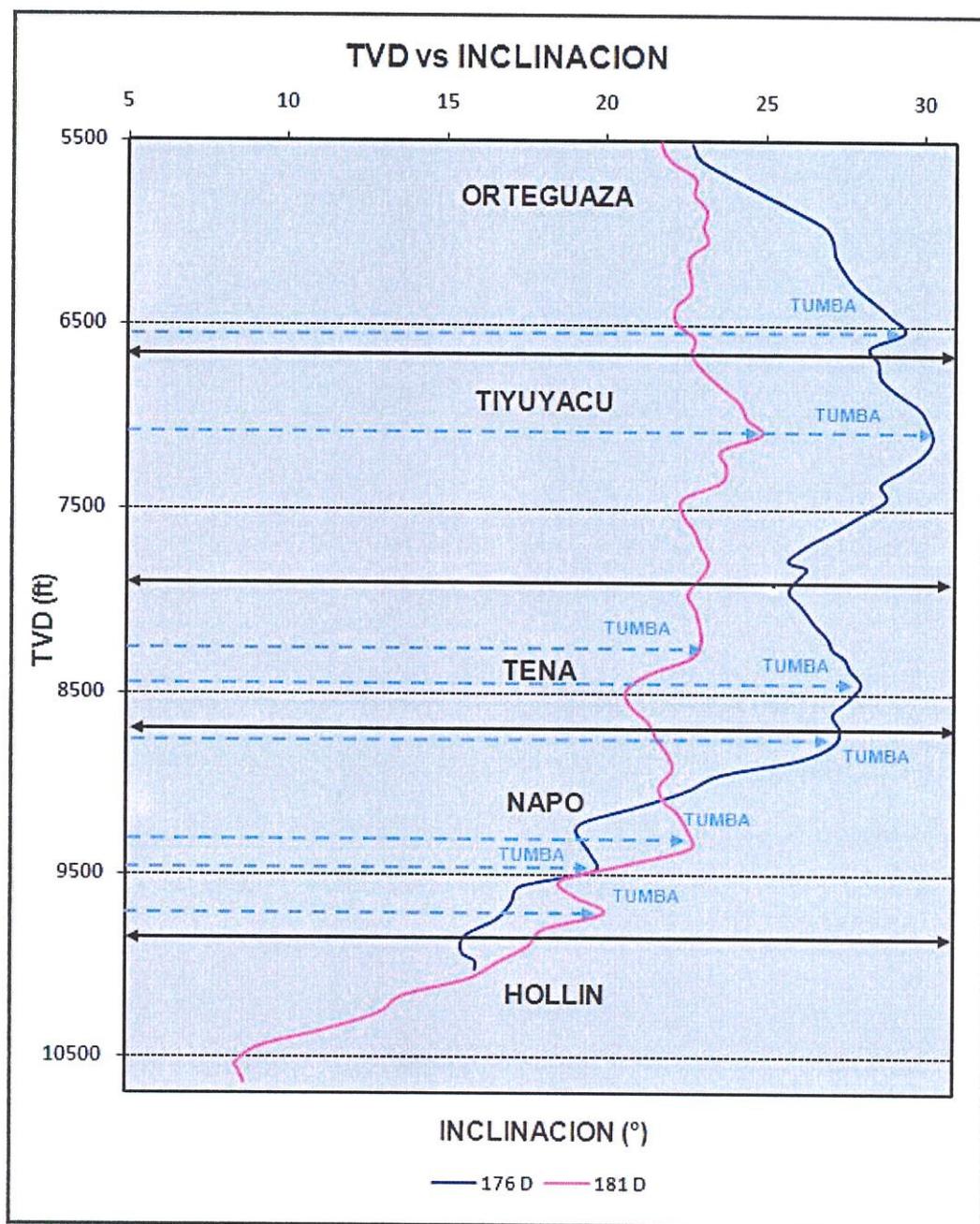


Figura 4.2.7 POZOS J: TVD (5500 - 10500)' vs INCLINACION

El pozo 181D tuvo inconvenientes para mantener la vertical desde 1000' a 2400 pies, debido a su cambio de inclinación.

No se presentan problemas en las formaciones al momento de construir el "kick off point". A los 4000 pies se mantiene ángulo debido a que comienza la sección de 12-1/4" en inicios de Orteguaza.

Los pozos están diseñados para construir y mantener ángulo en Orteguaza donde no se presentan problemas. Hay tendencia a tumbar en los dos pozos en Tiyuyacu a las profundidades de 6550' y 7100 pies.

En Tena hay tendencia a tumbar a 8450 pies para el pozo 176D y a 8250 pies para el pozo 181D.

En Napo, el pozo 176D presenta tendencia a tumbar al principio, y a la profundidad de 9480 pies. El pozo 181D tumba a las profundidades de 9350'y 9650 pies.

Los pozos están diseñados para tumbar ángulo desde la mitad de Napo hasta el objetivo en Hollín.

### Comparación del porcentaje (%) de perforación de los BHA

De acuerdo al análisis efectuado en los pozos, hemos identificado los BHA con mayor porcentaje de rotación de acuerdo a la sección perforada.

#### Sección 16"

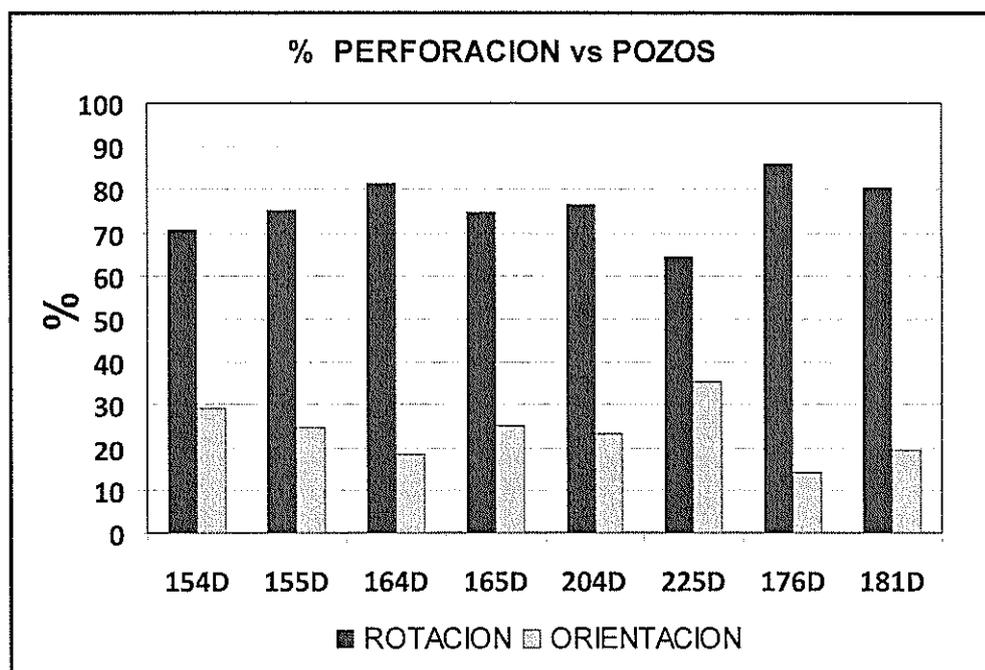


Figura 4.2.8 Sección 16" PERFORACION (%) VS POZOS

El pozo 164D tipo S tuvo el % más alto de rotación. En esta sección el BHA 1 de los pozos 164D, 204D y 225D rotaron al 100 %.

Para la construcción del "KOP" el mejor desempeño fue el BHA 2 del pozo 164D ya que tuvo el porcentaje mas alto de rotación, además de que también sirvió para mantener tangente, le siguen el BHA 3 del pozo 155D y BHA 2 del pozo 204D, los cuales tuvieron un % de rotación similar.

El BHA 3 del pozo 165D mantuvo la tangente con el mayor % de rotación, le siguen el BHA 4 del pozo 154D, el BHA 2 del pozo 164D, el BHA 3 del 204D. Hay que considerar que en el pozo 164D se uso el BHA 2 para construir y mantener la tangente.

El BHA 3 del 204D mantuvo un poco la tangente y tumbo con el más alto % de rotación; le sigue el BHA 3 del pozo 164 el cual también mantuvo poco la tangente y tumbo.

El pozo 176 D tipo J tuvo el porcentaje mas alto de rotación, donde en la sección vertical el BHA 1 roto al 100%. El BHA 3 tuvo el % más alto de rotación en la construcción de la curva y perforo 3675 pies. Los BHA 4 y 5 rotaron 100% y mantuvieron perfectamente la inclinación.

## Sección 12-1/4"

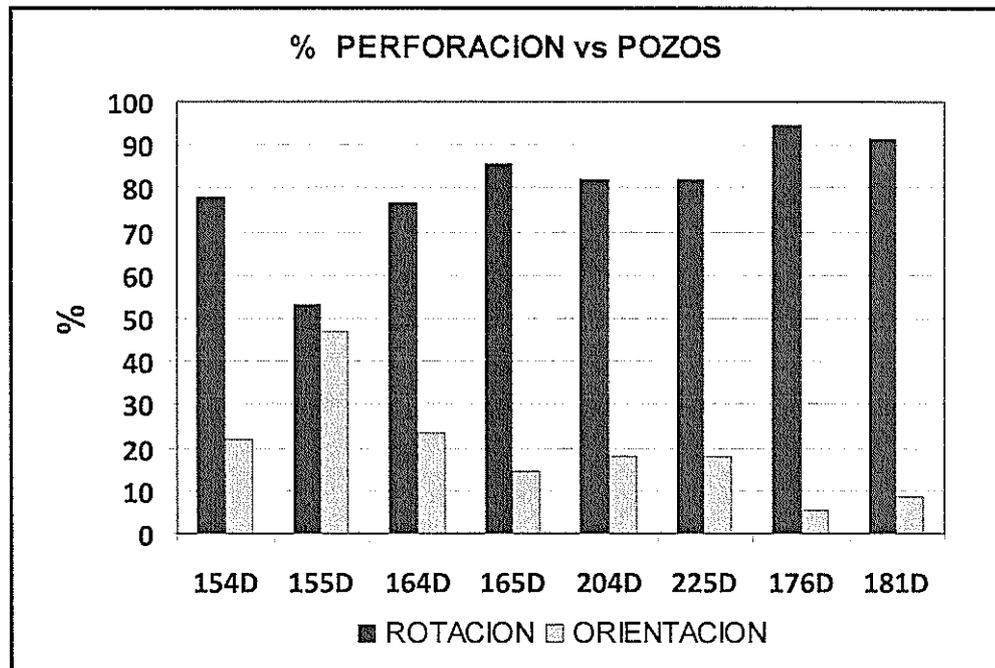


Figura 4.2.9 Sección 12-1/4" PERFORACION (%) VS POZOS

En esta sección el BHA el 4 del pozo 204D y el BHA 6 del pozo 165D tienen un porcentaje alto de rotación pero tumban ángulo por pocos pies ya que verticalizan en mayor parte.

Al verticalizar perforan rotando en un 100%, los BHA 8, 9 y 10 del pozo 154D, el BHA 7 del pozo 155D, el BHA 5 del pozo 164D, los BHA 8, 9, 10, 11 del pozo 165D y el BHA 5 del pozo 225D.

Los BHA del pozo 176D tipo J perforan 4321 pies con el 94.55 % de rotación. El BHA 6 se uso para perforar el cemento y el BHA 11 para limpieza del hueco. Los ensamblajes del pozo 181D mantuvieron de manera excelente la tangente del ángulo.

### Sección 8-1/2"

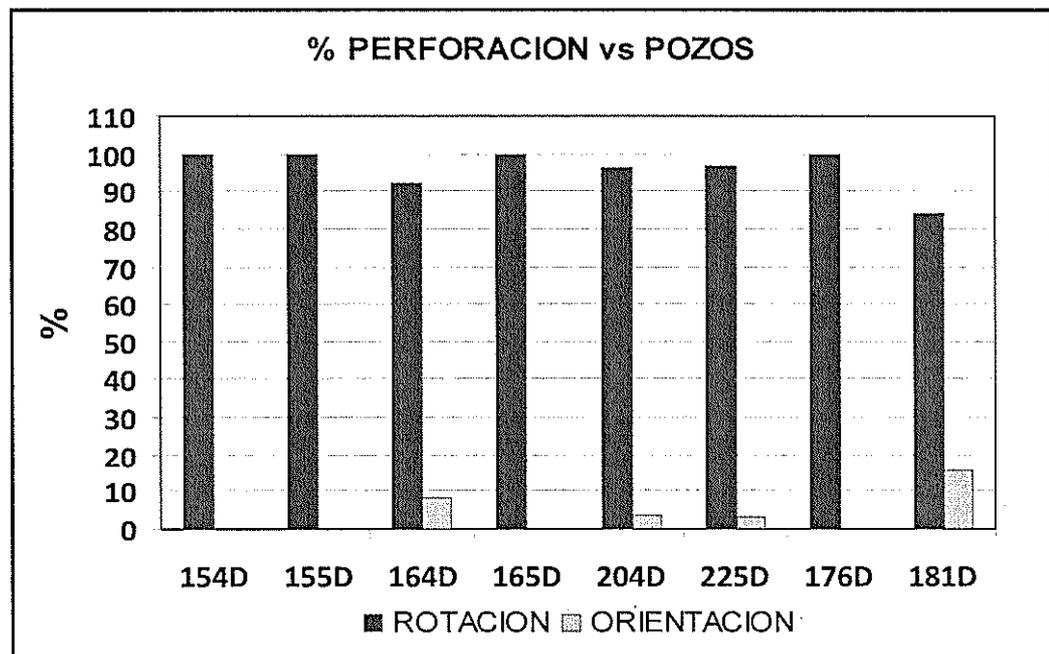


Figura 4.2.10 Sección 8-1/2" PERFORACION (%) VS POZOS

Los BHA usados en esta sección en los pozos 154D, 155D y 165D tuvieron un excelente desempeño ya que rotaron en su totalidad. Perforan

rotando al 100%, el BHA 11 del pozo 154D, el BHA 8 del pozo 155D y el BHA 12 del pozo 165D.

El BHA 12 del pozo 176D roto 714 pies al 100% en comparación al BHA 10 del pozo 181D, que perforo 1704 pies con rotación del 84%. Estos BHA son utilizados para mantener y tumbar ángulo hasta el objetivo.

En la siguiente sección del capítulo presentamos las tablas estadísticas de cada pozo.

### **4.3 Selección de ensamblajes de fondo recomendado para pozos direccionales.**

Para la perforación de futuros pozos se desarrolla una tabla basada en datos recopilados de las variables de perforación de los BHA en pozos perforados anteriormente, con lo cual se realizará una comparación de BHA verificando su uso para una correcta selección.

Cabe recalcar que si un BHA perfora con un alto rendimiento en un pozo, no necesariamente tendrá igual desempeño en los demás pozos del campo, debido a distintos factores, pero el análisis ayudara a que se tomen medidas correctivas de diseño en una forma oportuna.

POZO	BHA		SECCION (in)	FORMACION	TVD (ft)		MD (ft)		foot age	INC (°)	AZIM (°)	DLS	ROP (ft/hr)			PERFORACION %		TORQ (max)	WOB (avg)	Drilling Hours	RPM (avg)	FI
	#	Tipo			from	to	from	to					ft	grados	grados	(%/100ft)	DES					
154D S	1	rotario	16	INDIFERENCIADO	0.00	192.00	0.00	192.00	192.00	-	-	-	-	-	-	-	-	30000			-	
	2	rotario			192.00	542.00	192.00	542.00	350.00	1.19	322.20	1.41	111	45	64	28.57	71.43		23714	5.50	70.00	-
	3	motor			542.00	1615.60	542.00	1638.00	1096.00	20.01	321.86	1.69	61	75	69	47.63	52.37	3000	10363	16.00	68.00	60
	4	motor			1615.60	4082.90	1638.00	4373.00	2735.00	24.42	321.85	1.89	28	50	46	20.07	79.93	5000	21457	60.00	62.00	9
	5	motor			4082.90	4906.70	4373.00	5246.00	873.00	14.76	320.05	0.85	14	23	20	34.36	65.64	7500	28794	43.62	72.00	-60
	6	motor			4906.70	5447.20	5246.00	5796.00	550.00	8.90	319.40	0.02	17	26	23	31.27	68.73	8000	23336	23.50	70.00	6
	7	motor	12.5	ORTEGUAZA	5447.20	7197.70	5796.00	7552.00	1756.00	0.25	45.86	0.16	19	27	24	40.32	59.68	11000	18864	73.75	71.00	>100
	8	motor		TIYUYACU	7197.70	7399.70	7552.00	7754.00	202.00	0.27	73.69	0.14	0	11	11	0.00	100.00	11000	19109	18.25	56.00	>100
	9	motor		TENA	7399.70	7892.60	7754.00	8247.00	493.00	0.49	17.57	0.04	0	19	19	0.00	100.00	12000	20000	26.50	60.00	>100
	10	motor		TENA	7892.60	8665.50	8247.00	9020.00	773.00	1.66	52.64	0.39	0	18	18	0.00	100.00	15000	25158	44.00	78.00	80
	11	motor	8.5	NAPO	8665.50	9775.22	9020.00	10130.00	1110.00	0.84	25.21	0.30	0	31	31	0.00	100.00	16500	14141	44.00		50
		HOLLIN		9775.22	10015.00	10130.00	10370.00	240.00	0.73	32.15	0.17	0.00				100.00						
155D S	1	rotario	16	INDIFERENCIADO	0.00	150.00	0.00	150.00	150.00	0.53	327.22	0.19										-
	2	rotario			150.00	515.00	150.00	515.00	365.00	0.29	182.57	0.84	0	0	49	66.96	33.04			7.50		-
	3	motor			515.00	5442.30	515.00	5842.00	5327.00	15.36	207.42	2.04	32	57	50	27.07	72.93	8000	20839	105.68	70.00	10
	4	motor	12.5	ORTEGUAZA	5442.30	6084.00	5842.00	6495.57	653.57	6.56	204.97	0.88	15	23	19	32.83	67.17	11000	13610	78.58	76.00	-65
				TIYUYACU	6084.00	6894.90	6495.57	7308.00	812.43	1.12	233.24	0.05				71.32	28.68					-1
	5	motor		TIYUYACU	6894.90	7448.90	7308.00	7862.00	554.00	1.07	236.60	0.32	35	31	32	10.11	89.89	12000	9606	17.50	80.00	3
	6	motor		TIYUYACU	7448.90	7887.70	7862.00	8301.00	439.00	1.79	51.37	0.17	18	16	17	66.74	33.26	12000	13005	25.50	80.00	65
	7	motor	TENA	7887.70	8590.40	8301.00	9004.00	703.00	1.81	35.42	0.13	0	26	26	0.00	100.00	12000	15000	27.00		87	
8	motor	8.5	NAPO	8590.40	9793.00	9004.00	10206.76	1202.76	0.11	177.20	0.41	0	27	27	0.00	100.00	19000	21905	54.00	73.00	2	
			HOLLIN	9793.00	10036.20	10206.76	10450.00	243.24	0.65	206.00	0.09				0.00	100.00						

Tabla 4.3.1 Datos pozos 154D y 155D

POZO	BHA		SECCION (In)	FORMACION	TVD (ft)		MD (ft)		foot age	INC (°)	AZIM (°)	DLS (°/100ft)	ROP (ft/hr)			PERFORACION %		TORQ (max) (ft-lbs)	WOB (avg) (lbs)	Drilling Hours (hrs)	RPM (avg)	FI							
	#	Tipo			from	to	from	to					DES	ROT	TOT	DES L	ROT												
164D S	1	rotario	16	INDEFERENCIADO	0.00	575.00	0.00	575.00	575.00	0.56	357.24	2.28	0	28	28	0.00	100.00	2000	6000	20.50	72.00	-							
	2	motor			575.00	3757.90	575.00	4004.00	3429.00	25.17	352.65	0.99	61	112	101	21.35	78.65	9000	13000	33.99	64.00	-5							
	3	motor			3757.90	5412.80	4004.00	5755.00	1751.00	11.32	347.38	2.03	19	59	48	27.81	72.19	12000	15000	36.64	62.00	1							
	4	motor	12.5	ORTEGUAZA	5412.80	6031.25	5755.00	6380.00	625.00	5.23	355.08	0.55	5	20	14	30.04	69.96	16	9000	92.83	65.00	-							
				TIYUYACU	6031.25	6662.60	6380.00	7012.00	632.00	0.40	44.06	0.40				41.14	58.86					-							
				TIYUYACU	6662.60	6738.60	7012.00	7058.00	76.00	0.28	64.97	0.21				0	5					5	0.00	100.00	10000	20000	15.98	55.00	-
				TIYUYACU	6738.60	7395.50	7088.00	7745.00	657.00	0.37	314.49	0.45				12	37					36	2.44	97.56	16000	17000	18.26	76.00	>100
				TIYUYACU	7395.50	7804.50	7745.00	8154.00	409.00	0.45	319.20	0.25				4	20					19	4.89	95.11	18000	20000	21.00	67.00	>100
				TENA	7804.50	8249.50	8154.00	8599.00	445.00	1.35	147.44	0.75				11	22					20	13.93	86.07	20000	15000	21.99	77.00	>100
				TENA	8249.50	8620.10	8599.00	8970.00	371.00	3.26	162.91	0.14				6	30					29	1.89	98.11	20000	10000	12.59	82.00	>100
	10	rotario	8.5	NAPO	8620.10	8620.10	8970.00	8970.00	0.00	3.26	162.91	0.14	0	0	0	0.00	0.00	18000	0	0.00		-							
11	motor	8.5	NAPO	8620.10	9825.74	8970.00	10176.00	1206.00	1.40	104.22	0.46	11	32	30	9.45	90.55	22000	14000	48.41	72.00	>100								
			HOLLIN	9825.74	10069.70	10176.00	10420.00	244.00	1.08	111.83	0.01				0.00	100.00													
165D S	1	rotario	16	INDEFERENCIADO	0.00	500.00	0.00	500.00	500.00	1.85	258.72	2.42	0	28	28	40.00	60.00		15000	17.75	70.00	-							
	2	motor			500.00	1956.40	500.00	2018.00	1518.00	24.42	245.33	0.93	51	73	63	43.48	56.52	6000	13000	23.99	80.00	45							
	3	motor			1956.40	3755.90	2018.00	3999.00	1981.00	22.35	244.93	0.59	45	73	70	11.00	89.00	6000	14000	28.50	80.00	-7							
	4	motor			3755.90	5022.20	3999.00	5318.00	1319.00	9.07	243.38	0.91	29	58	49	32.30	67.70	9000	19000	27.10	80.00	-57							
	5	motor			5022.20	5465.80	5318.00	5765.00	447.00	5.41	246.95	0.95	27	28	28	33.56	66.44	8000	19000	16.00	80.00	-26							
	6	motor	12.5	ORTEGUAZA	5465.80	6059.50	5765.00	6360.00	595.00	1.97	253.71	0.31	8	29	23	36.14	63.86	12000	12000	93.97	66.00	-10							
				TIYUYACU	6059.50	7661.10	6360.00	7962.00	1602.00	1.56	13.99	0.26				21.85	78.15					-14							
				TENA	7661.10	8590.50	7962.00	8892.00	930.00	2.25	46.40	0.28				19	33					31	10.43	89.57	13000	18000	29.58	75.00	-12
				TENA	8590.50	8594.50	8892.00	8896.00	4.00	2.26	46.16	0.28				0	8					8	0.00	100.00		25000	0.50	120.00	-
				TENA	8594.50	8778.40	8896.00	9080.00	184.00	2.24	52.77	0.40				0	20					20	0.00	100.00		26000	9.00	134.00	2
				NAPO	8778.40	9280.30	9080.00	9582.00	502.00	0.41	60.83	0.80				0	14					14	0.00	100.00		21000	36.00	118.00	15
				NAPO	9280.30	9725.20	9582.00	10027.00	445.00	1.57	49.99	0.73				0	13					13	0.00	100.00		15000	33.50	111.00	3
12	rotario	8	HOLLIN	9725.20	10078.10	10027.00	10380.00	353.00	1.64	80.19	0.00	0	9	9	0.00	100.00		27000	41.00	120.00	3								

Tabla 4.3.2 Datos pozos 164D y 165D

POZO	BHA		SECCION (in)	FORMACION	TVD (ft)		MD (ft)		foot age	INC (°)	AZIM (°)	DLS (%/100ft)	ROP(ft/hr)			PERFORACION %		TORQ (max)	WOB (avg)	Drilling Hours	RPM (avg)	FI
	#	Tipo			from	to	from	to					ft	grados	grados	DES	ROT					
204D S	1	rotario	16	INDIFERENCIADO	0.00	500.00	0.00	500.00	500.00	0.06	316.63	2.20	0	43	43	0.00	100.00	1600	10000	11.50	56.00	-
	2	motor			500.00	3131.20	500.00	3333.00	2833.00	26.60	317.18	0.32	43	93	79	27.18	72.82	6500	14457	35.74	80.00	11
	3	motor			3131.20	5390.30	3333.00	5687.00	2354.00	6.08	315.48	0.48	38	62	57	22.90	77.10	9000	18856	41.49	80.00	-6
	4	motor	12.5	ORTEGUAZA	5390.30	6057.00	5687.00	6355.24	668.24	1.50	328.82	1.00	11	30	25	42.54	57.46	12000	15836	61.50	79.00	4
				TIYUYACU	6057.00	6929.60	6355.24	7228.00	872.76	1.27	80.53	0.14				12.47	87.53					-
	5	motor	TIYUYACU	6929.60	7730.10	7228.00	8029.00	801.00	2.32	116.90	0.18	11	24	21	17.60	82.40	12000	8556	37.33	51.00	-15	
	6	motor	TENA	7730.10	8658.50	8029.00	8958.00	929.00	1.49	137.56	0.76	7	31	30	5.17	94.83	14000	14825	31.00	72.00	-8	
7	motor	8.5	NAPO	8658.50	9857.00	8958.00	10156.58	1198.58	0.14	12.98	0.38	14	35	34	4.17	95.83	18000	16825	41.50	70.00	3	
			HOLLIN	9857.00	10060.40	10156.58	10360.00	203.42	0.31	236.20	0.11				0.00	100.00						
225D S	1	rotario	16	INDIFERENCIADO	0.00	433.00	0.00	433.00	433.00	0.86	45.14	1.50	0	39	39	0.00	100.00		10000	11.00	80.00	-
	2	motor			433.00	2659.90	433.00	2842.00	2409.00	26.59	69.30	0.69	53	95	77	42.47	57.53	9000	14896	31.16	67.00	-54
	3	rotario			2659.90	5421.34	2842.00	5800.00	2958.00	2.68	77.14	0.59	14	48	35	36.63	63.37	11000	20648	90.86	67.00	-45
	ORTEGUAZA	5421.34	5606.30	5800.00	5985.00	185.00	1.11	64.02	0.45	37.30	62.70	-12										
	4	motor	12.5	ORTEGUAZA	5606.30	6010.22	5985.00	6389.00	404.00	0.51	16.53	0.32	4	29	28	4.95	95.05	15000	13441	34.42	69.00	>100
				TIYUYACU	6010.22	6565.20	6389.00	6944.00	555.00	0.39	266.46	0.32				3.25	96.75					>100
	5	motor	TIYUYACU	6565.20	7421.00	6944.00	7800.00	856.00	2.10	262.06	0.38	0	22	22	0.00	100.00		14188	39.00	64.00	>100	
	6	rotario	TIYUYACU	7421.00	7782.70	7800.00	8162.00	362.00	2.11	264.32	0.39	12	14	14	7.73	92.27	15000	16768	25.75	50.00	>100	
7	motor	12.5	TENA	7782.70	8642.24	8162.00	9022.00	860.00	2.07	240.04	0.52	9	13	12	44.19	55.81	20000	19419	112.00	63.00	>100	
			NAPO	8642.24	9130.20	9022.00	9510.00	488.00	0.75	209.74	0.10				0.00	100.00					>100	
8	motor	8.5	NAPO	9130.20	9756.13	9510.00	10136.00	626.00	0.16	198.00	0.18	9	18	18	4.16	95.84	17000	20175	49.50	67.00	>100	
			HOLLIN	9756.13	10000.10	10136.00	10380.00	244.00	0.16	198.00	0.18				0.00	100.00					>100	

Tabla 4.3.3 Datos pozos 204D y 225D

POZO	BHA		SECCION (in)	FORMACION	TVD (ft)		MD (ft)		foot age	INC (°)	AZIM (°)	DLS (%/100ft)	ROP (ft/hr)			PERFORACION (%)		TORQ (ft-lbs)	WOB (avg) lbs	Drilling Hours	RPM (avg)	FI
	#	Tipo			from	to	from	to					DES	ROT	TOT	D/ESL	ROT					
176D J	1	rotario	26	INDIFERENCIADO	0.00	200.00	0.00	200.00	200.00	0.26	19.93	0.14	0	20	20	0.00	100.00		30000	10.25	140.00	-
	2	rotario	16		200.00	500.00	200.00	500.00	300.00	0.36	39.66	0.18	0	60	60	0.00	100.00		20000	5.00	120.00	-
	3	motor			500.00	4121.40	500.00	4175.00	3675.00	25.95	262.21	0.45	65	58	60	20.71	79.29	6000	8629	61.51	83.00	28
	4	motor			4121.40	5007.30	4175.00	5161.00	986.00	26.00	259.18	0.71	0	31	31	0.00	100.00	6000	25000	31.84	80.00	-6
	5	motor			5007.30	5481.50	5161.00	5685.00	524.00	23.41	257.97	2.02	0	54	54	0.00	100.00	6000	25000	9.75	80.00	17
	6	rotario			5481.50	5490.70	5685.00	5695.00	10.00	23.21	257.87	2.02	0	20	20	0.00	100.00		10000	0.50	80.00	-
	7	motor	12.5	ORTEGUAZA	5490.70	6086.00	5695.00	6352.14	657.14	27.19	258.64	0.30	9	29	27	33.03	66.97	10000	14213	82.92	75.00	-3
		TIYUYACU		6086.00	7449.60	6352.14	7910.00	1557.87	28.69	260.79	0.83	1.16				98.84	-4					
	8	motor		TIYUYACU	7449.60	7877.50	7910.00	8390.00	480.00	26.05	262.99	0.76	9	18	17	6.88	93.13		22479	28.08	56.00	37
	9	motor		TENA	7877.50	8324.70	8390.00	8890.00	500.00	27.61	265.45	0.34	0	24	24	0.00	100.00		30150	20.50	80.00	5
	10	motor		TENA	8324.70	8670.00	8890.00	9279.84	389.84	27.41	264.53	0.24	5	17	17	0.00	100.00	16000	35099	66.50	85.00	17
		NAPO		8670.00	9336.20	9279.84	10006.00	726.16	19.36	263.32	2.42	17.43				82.57	50					
11	motor	NAPO	9336.20	9336.20	10006.00	10006.00	0.00	19.36	263.32	2.42	0	0	0	0.00	0.00	12000		0.00		-		
12	motor	8.5	NAPO	9336.20	9803.00	10006.00	10497.06	491.06	15.67	254.70	1.07	29	31	31	21.00	79.00	12000	19230	23.25	52.00	85	
	HOLLIN		9803.00	10019.00	10497.06	10720.00	222.94	15.98	156.48	0.00	0.00				100.00	-						
181 D J	1	rotario	16	INDIFERENCIADO	0.00	459.99	0.00	460.00	460.00	0.12	76.28	0.70	0	20	20	0.00	100.00	3000	9522	22.75	67.00	-
	2	motor			459.99	2749.51	460.00	2753.00	2293.00	0.29	165.41	1.23	75	119	112	14.00	86.00	9000	7899	20.25	79.00	15
	3	motor			2749.51	4377.29	2753.00	4457.00	1704.00	23.89	262.61	0.47	35	91	72	35.00	65.00	8000	10579	23.81	76.00	-4
	4	motor			4377.29	5639.43	4457.00	5826.00	1369.00	22.66	262.46	0.15	17	65	60	10.00	90.00	9000	15674	22.71	80.00	6
	5	motor	12.5	ORTEGUAZA	5639.43	6062.51	5826.00	6284.00	458.00	22.71	267.09	0.39	8	28	24	13.54	86.46	25000	11322	27.11	70.00	-
		TIYUYACU		6062.51	6246.38	6284.00	6484.00	200.00	23.71	266.37	0.62	21.49				78.51	-					
	6	rotario		TIYUYACU	6246.38	6370.53	6484.00	6620.00	136.00	24.36	266.22	0.27	0	17	17	0.00	100.00		8088	8.17	62.00	-30
	7	rotario		TIYUYACU	6370.53	7454.04	6620.00	7800.00	1180.00	22.89	263.94	0.19	9	33	32	5.00	95.00	16000	14960	37.44	73.00	-4
	8	rotario		TIYUYACU	7454.04	7841.89	7800.00	8220.00	420.00	21.04	264.40	0.76	0	25	25	0.00	100.00	16000	22036	16.54	70.00	21
	9	rotario		TENA	7841.89	8622.55	8220.00	9060.00	840.00	22.52	263.76	0.55	5	18	17	10.00	90.00	18000	25554	50.76	71.00	6
10	rotario	8.5	NAPO	8622.55	9802.10	9060.00	10300.00	1240.00	10.08	263.47	2.23	9	41	36	15.54	84.46	17000	17429	41.43	58.00	40	
	HOLLIN		9802.10	10039.14	10300.00	10540.00	240.00	8.72	259.12	0.51	0.00				100.00	-						

Tabla 4.3.4 Datos pozos 176D y 181D

## **CAPITULO V**

### **ANALISIS ECONOMICO - COMPARATIVO DE LOS POZOS DIRECCIONALES PERFORADOS**

En este capítulo se realiza una evaluación comparativa del costo de perforación de cada uno de los pozos analizados.

La comparación se realiza con valores reales de los costos totales de la operación y de ingeniería de perforación por parte de SPERRY.

#### **5.1 Costos de perforación de Pozos analizados**

Los costos de perforación dependen de tres factores importantes:

- 1) Costos diarios de los equipos de perforación.
- 2) Costos diarios de otros elementos tales como combustibles, tubería de revestimiento, etc.
- 3) Tiempo empleado en la perforación del pozo.

Los costos de un equipo de perforación dependen mucho del mercado. Siempre que se da una alta demanda para perforaciones, los propietarios del equipo estarán en la capacidad de pedir precios elevados en vista a la escasez creada por dicha demanda o reducir el precio hasta niveles apenas suficientes para mantener el equipo en operación y recuperar al menos, parte de los costos de capital si la demanda es baja.

En Ecuador no se encuentran equipos de perforación en la abundancia como se da en otros países, por lo que los costos pueden obtenerse sobre la base de contratos de largo plazo. Las tarifas diarias son más bajas para los contratos a largo plazo, pero los costos de equipo resultan más altos a causa de los problemas de mantenimiento, de riesgo y los costos de movilización y desmovilización, además que los períodos ociosos son más largos.

El tiempo de perforación de los pozos depende de su profundidad; en primer lugar, debido a que las formaciones más profundas son más difíciles de perforar, y segundo por el “tiempo de reposición” que se incrementa con la profundidad cada vez que la sarta de perforación tenga que ser repuesta.

También, el tiempo de perforación del pozo depende de las clases de formaciones geológicas que van perforándose ; así, si se encuentran calizas duras, areniscas o lutitas hidratables, el ritmo de la perforación disminuirá sensiblemente y en el caso de las últimas, la perforación puede llegar hasta paralizarse, por esto es importante un buen diseño de BHA.

## **5.2 Evaluación económica comparativa de los pozos seleccionados**

El aspecto más importante en la perforación de pozos direccionales es el tiempo, ya que una disminución de este permite una reducción de costos.

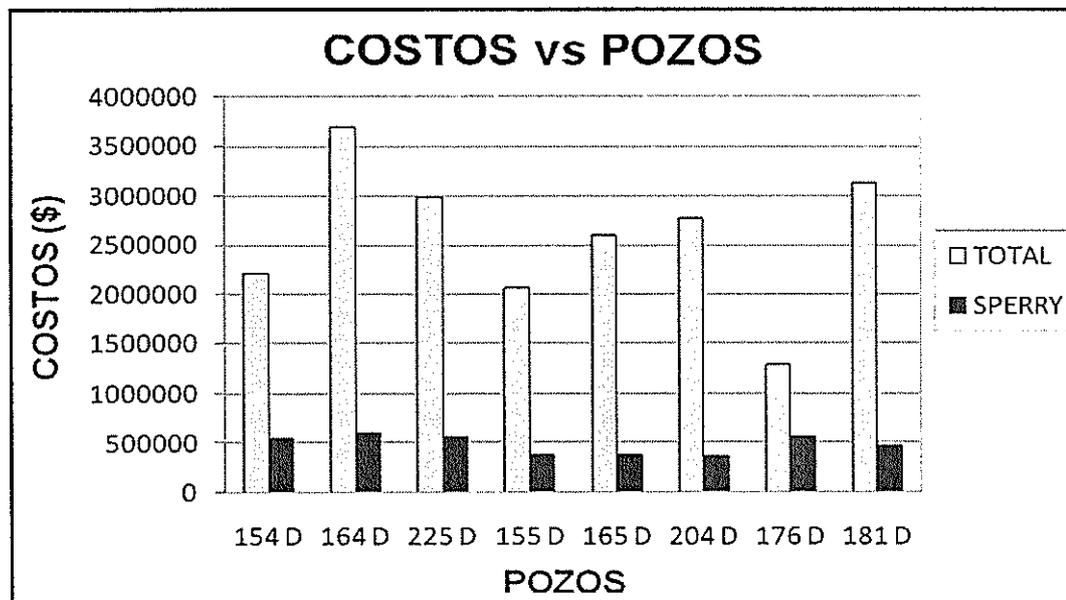
En la perforación se presentan un sinnúmero de problemas en los BHA (Capítulo 3) que retardan el tiempo de perforación por eso es importante identificarlos para evitarlos en el futuro, con la finalidad de optimizar el tiempo para beneficio económico de la compañía Operadora.

A continuación se realiza una comparación de costos, tiempo de perforación y profundidad total perforada de los pozos.

### COMPARACION DE PRECIOS Y DATOS DE OPERACION

POZOS	154D	155D	164D	165D	204D	225D	176D	181D
TIPO	S	S	S	S	S	S	J	J
DÍAS (OPERACIÓN)	30	27	36	26	20	29	34	25
DÍAS (PERFORANDO)	14.79	13.16	13.42	14.87	10.84	16.41	14.17	11.29
Desplazamiento X (ft)	1871.59	2065.70	1825.63	1620.72	1564.66	1759.28	3125.16	2687.44
# (VIAJES)	11	8	11	12	7	8	12	10
PROFUNDIDAD MD (FT)	10317	10450	10272	10380	10360	10380	10720	10540
RIG	SINOPEC 188	SINOPEC 188	SINOPEC 191	SINOPEC 188	SINOPEC 188	SINOPEC 188	SINOPEC 188	SINOPEC 191
AÑO	Oct-05	May-05	Sep-07	May-07	Apr-07	Apr-08	Apr-05	Jul-08
COSTO TOTAL	2215068.79	2069723.76	3693411.13	2594444.57	2773889.74	2993257.14	1288058.01	3133120.36

Tabla5.2 Tabla comparativa de precios y datos de operación



**Figura 5.2 COSTOS vs. POZOS**

### 5.3 Discusión de Resultados

Aparte de comparar costos hay que tomar en cuenta la profundidad total perforada y el número de días que duró la operación de perforación, ya que esta puede interrumpirse por diferentes problemas en los equipos del taladro, derrumbe de las paredes del pozo, cementación, pesca, además de problemas ajenos a la operación como paros de comunidades aledañas.

De la tabla y grafica apreciamos que de los pozos tipo J el pozo 176D, es el que menos costó en cuanto al total de la operación y tuvo 9 días de diferencia en relación al pozo 181D, que tuvo un costo mayor y una profundidad menor, pero en los costos de servicio por perforación tiene un costo más bajo ya que estos son facturados por día de operación.

Debemos considerar que el pozo 176D, se perforó en abril del 2005 y el pozo 181D, en Julio del 2008, lo que contribuyó que los costos sean mayores ya que cada año las empresas prestadoras de servicios y el taladro, incrementan sus costos de acuerdo al tipo de contrato.

De los pozos S el pozo164D, fue el que duró más días en la perforación y tuvo una diferencia mayor de \$ 1.478342.03 en el costo de perforación total y de \$ 57253.7 en el costo por servicio de perforación en comparación con el pozo 154D, que tiene 6 días menos de operación y presentó problemas en el generador.

Consideremos que el pozo 154D, fue perforado en octubre del 2005 y el pozo 164D en Septiembre del 2007; hay una diferencia de 1 año y 11 meses, a esa fecha los costos de los servicios han aumentado además, se

han presentado operaciones inesperadas durante la perforación que contribuyo en un incremento del precio final.

De los pozos S el pozo 155D, es el que tuvo el menor costo total de la operación, en cambio el pozo 165D, tiene el mismo costo por servicio de perforación y un costo mayor en el total de perforación. Hay una diferencia de dos años en la perforación de estos pozos lo que produjo que el costo total se incremente.

El pozo 204D, fue el que menos tiempo tomo en perforarse con tan solo 20 días y profundidad total de 10360 pies, lo que se refleja en el costo por servicio de perforación de \$ 362129.98, el cual es el menor en comparación al de los otros pozos.

A pesar de que el costo de perforación del pozo 204D es más alto en relación al pozo 155D, que tomo 27 días en perforarse, debido a operaciones adicionales que se realizaron y al año en que se dio la operación. El pozo 155D, se perforó en mayo del 2005 y el pozo el 204 D, en abril del 2007 por lo que los diferentes servicios en la operación fueron más caros, afectando en el costo total.

## CONCLUSIONES

1. Un BHA que se desempeña muy bien en un pozo puede actuar muy diferente en otro dentro del mismo campo. El diseño de los BHA optimizados puede ser modificado en la operación de acuerdo a la experiencia del perforador direccional, debido a problemas inesperados en el subsuelo.
2. Al perforar con moderados rpm y peso sobre la broca se obtiene un buen control direccional al levantar ángulo, pero la tasa de penetración disminuye como en el BHA 3 del pozo 155D.
3. Un análisis de problemas contribuye a un correcto diseño de BHA, evitando viajes innecesarios a superficie.
4. En algunos casos, no necesariamente un pozo con un tiempo operativo menor a otro va a costar menos, el costo varía de acuerdo a los servicios que se usen y a problemas en la operación.

5. A medida que aumenta la flexibilidad de la tubería de perforación y sus componentes, mayor será la tasa de construcción angular.
6. El pozo 204D tuvo el menor tiempo de perforación, número de viajes y costo por servicio de perforación direccional, a pesar de que sus BHA no rotaron al 100%.
7. La perforación del pozo 154D, tiene el tiempo más alto por problemas en el generador del RIG, retrasando la operación por 7 días; sus BHA perforaron totalmente en rotación desde Tiyuyacu hasta Hollín pero con una tasa de penetración baja.
8. Los ensamblajes empacados están diseñados para controlar el DLS y no la inclinación debido a su rigidez y, además de mantener, pueden construir ángulo a muy bajas tasas.
9. Los ensamblajes pendulares están diseñados para controlar la inclinación pero no el DLS, debido a que no son rígidos.

- 10.El colgamiento de la sarta se produce debido al porcentaje alto de perforación orientada y a que algunas formaciones no son completamente homogéneas como Tena.
- 11.Bajo peso sobre la broca y moderado rpm incrementan la tasa de penetración y mantienen la vertical en pozos S.
- 12.Tena y Napo son formaciones con tendencia a tumbar inclinación. En especial Napo por su variada litología.

## RECOMENDACIONES

1. El uso de un taladro de perforación compuesto por equipos modernos o con buen mantenimiento evita problemas en superficie que aumentan el tiempo operativo.
2. Toda información de pozos perforados anteriormente tiene que ser recolectada y analizada para una optimización de BHA en futuros pozos, con el fin de evitar problemas comunes que presentaron las formaciones.
3. Cuando se tiene que mantener ángulo en pozos J, hay que perforar con altos r.p.m. ya que se vuelve más rígido el BHA, ayudando a frenar desvíos debidos a tendencias de las formaciones.
4. Para pozos J aprovechar la tendencia de Napo desde el tope de la caliza A, empezar a tumbar ángulo hasta nuestro objetivo en Hollín con un BHA sin estabilizador de sarta y con un bend en el motor de 1.5 grados.

5. Se debe mantener el DLS lo más bajo posible; caso contrario se presentarían problemas de ojos de llave, atrapamientos de tubería o desgaste de la misma.
6. En pozos J es preferible asentar el revestimiento de 13-3/8" por debajo de Orteguzza, debido a que es una formación suave con presencia de arcillolitas y lutitas hidratables que pueden ocasionar problemas de derrumbe de las paredes del pozo.
7. Para evitar atrapamiento de la tubería por presión diferencial se debe aislar las formaciones Hollín de las arenas U y T, asentando el revestimiento de 9-5/8" por debajo de la base de la arena T
8. Mantener la tubería de perforación en movimiento para evitar problemas de pega diferencial.
9. Para aumentar la tasa de penetración y evitar problemas de empaquetamiento asegurarse una buena limpieza del hueco en el sistema de control de sólidos y reología del lodo.

10. Se recomienda el BHA 2 del pozo 164D para construir el “kick off point”, por su alta tasa de penetración y control direccional.
  
11. Se recomiendan los BHA 6, 7 y 8 del pozo 155D para mantener verticalidad en pozos “S”, desde el conglomerado de Tiyuyacu hasta Hollín.
  
12. Para mantener el ángulo de la tangente, usar un ensamblaje de construcción angular en el conglomerado de Tiyuyacu y al comienzo de Tena debido a la tendencia de esta formación a tumbar el ángulo.

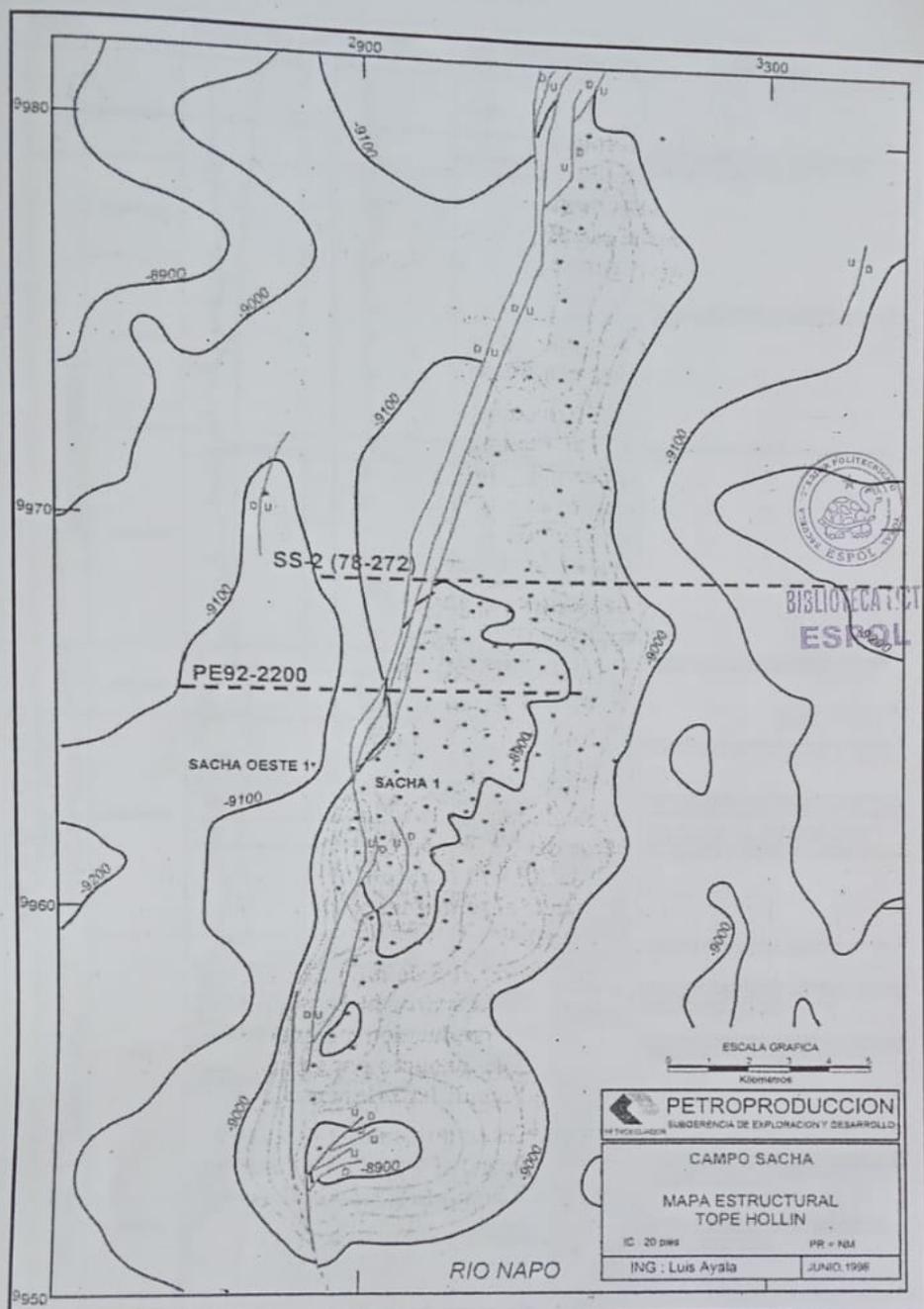
# ANEXOS

# **ANEXO A**

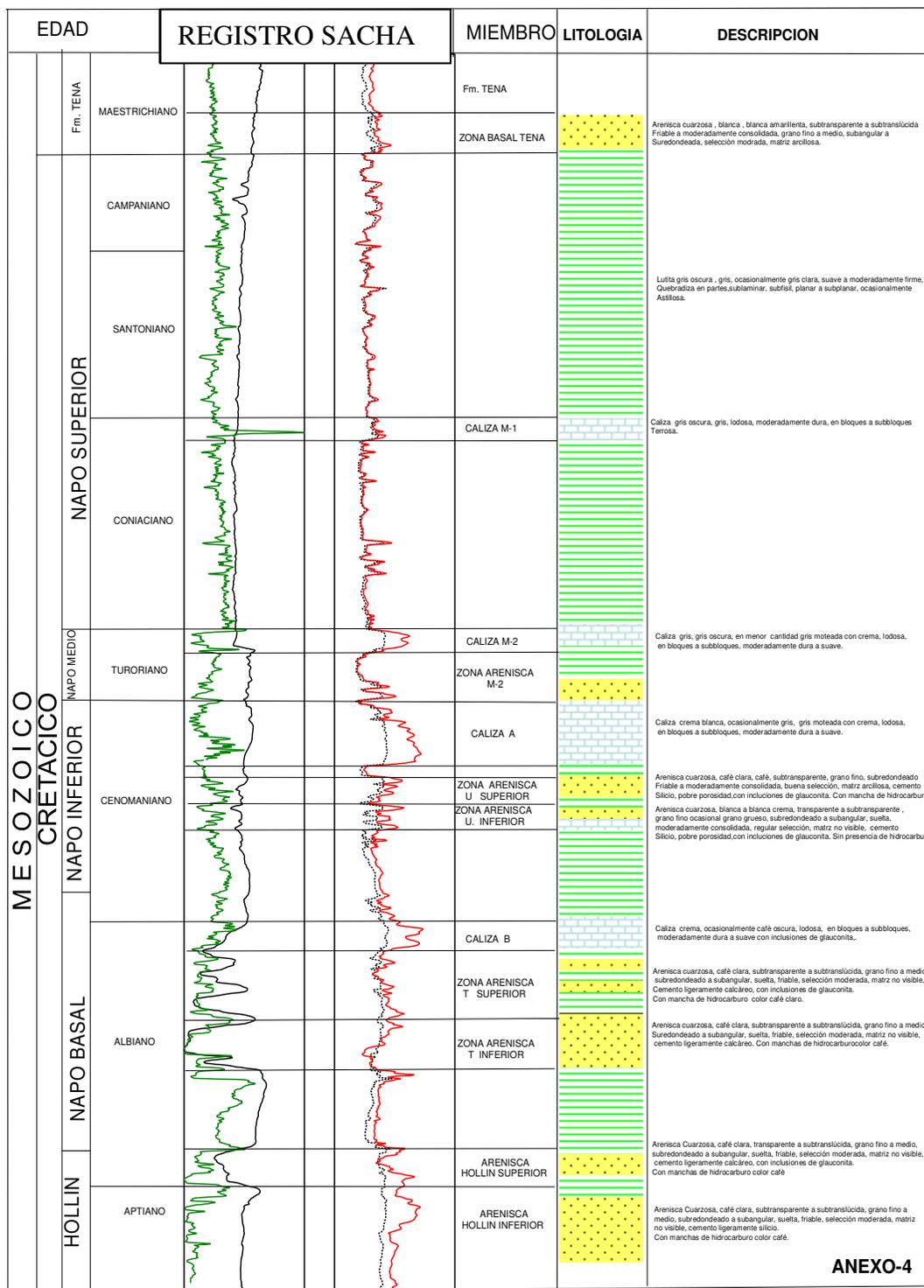
## **GENERALIDADES DEL CAMPO SACHA**

# MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO SACHA

## FIGURA A.1



## COLUMA ESTRATIGRAFICA



**ANEXO-4**

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA**

**FIGURA A.2**

# **ANEXO B**

**% DE PERFORACIÓN POR BHA**

Figura B.1 - Pozo 154D: PERFORACION (%) vs BHA

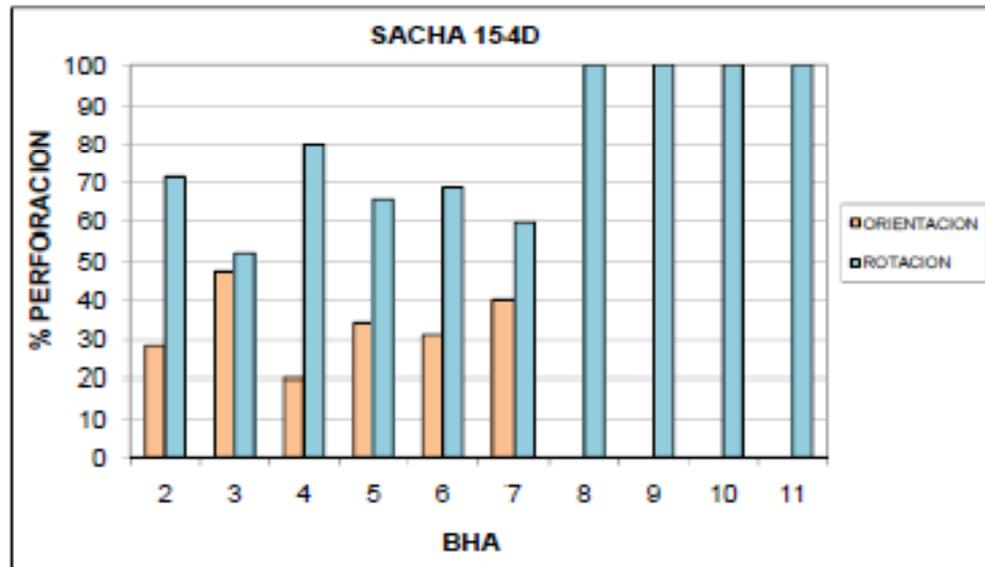


Figura B.2 - Pozo 155D: PERFORACION (%) vs BHA

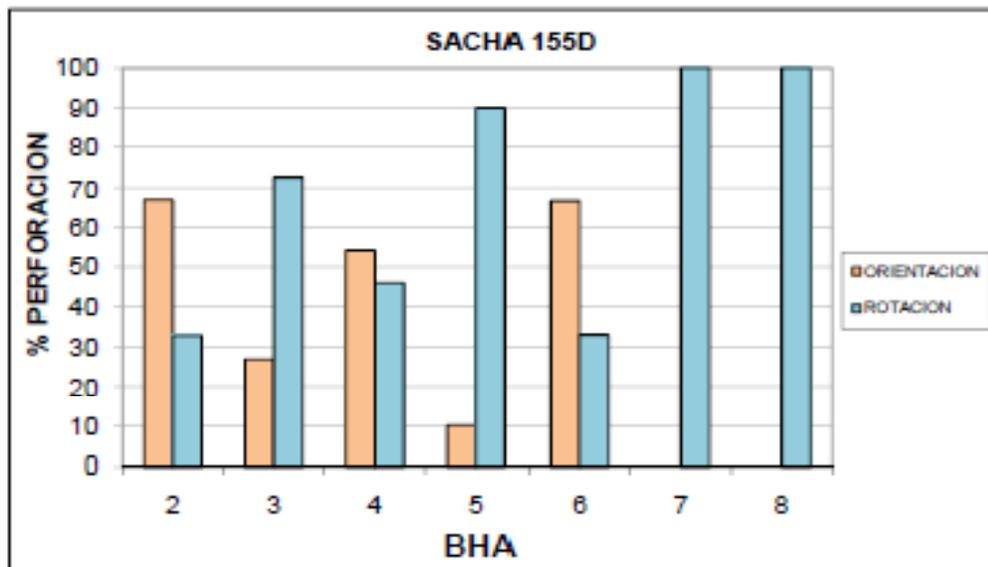


Figura B.3 - Pozo 164D: PERFORACION (%) vs BHA

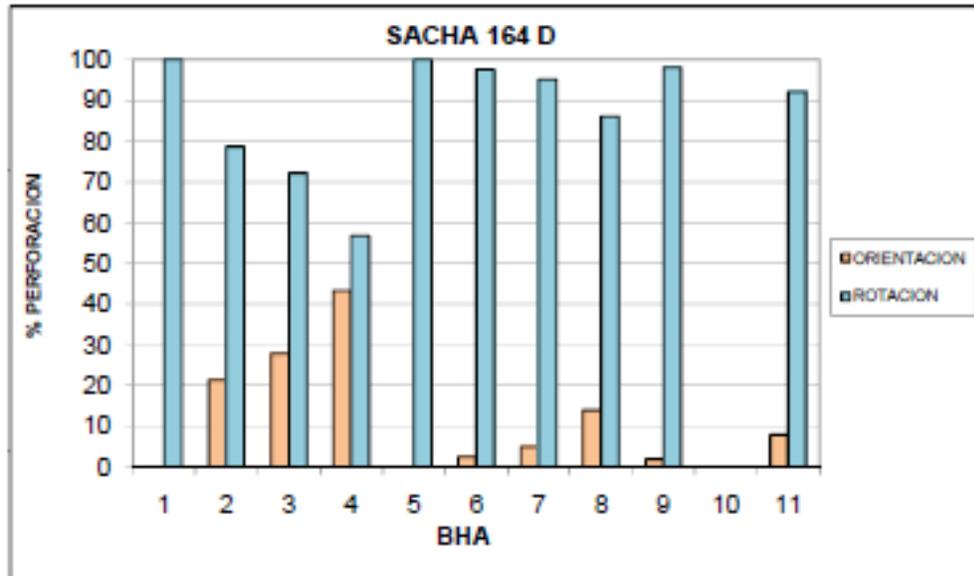


Figura B.4- Pozo 165D: PERFORACION (%) vs BHA

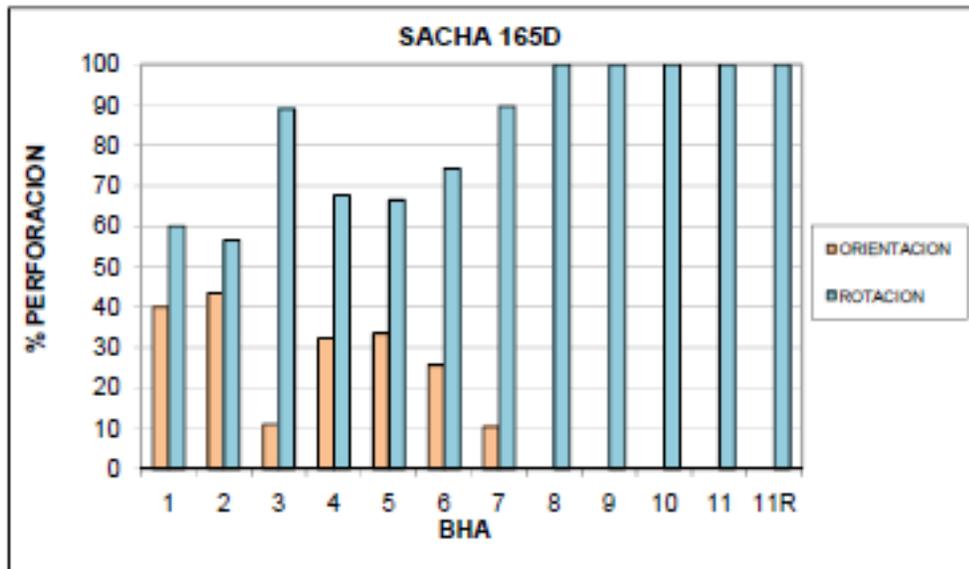


Figura B.5 - Pozo 204D: PERFORACION (%) vs BHA

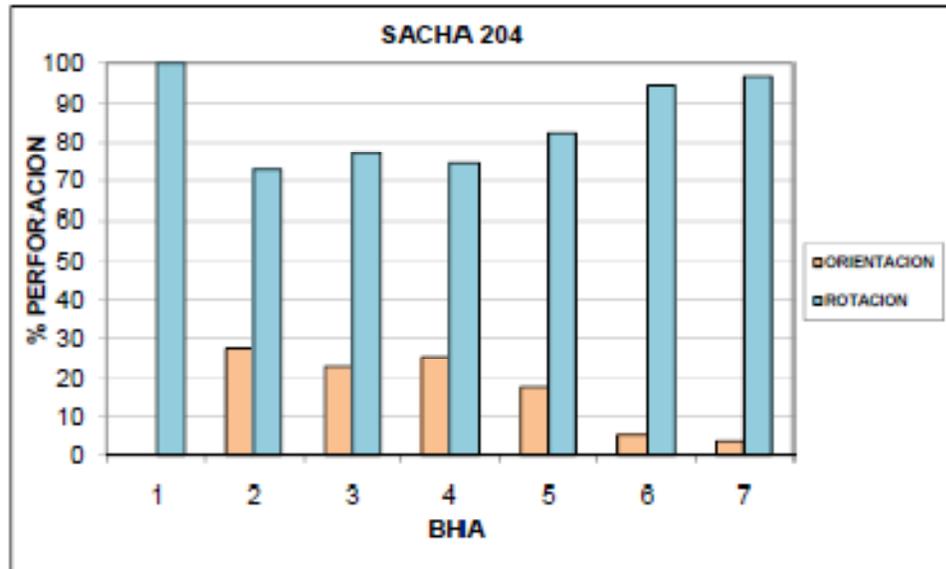


Figura B.6 - Pozo 225D: PERFORACION (%) vs BHA

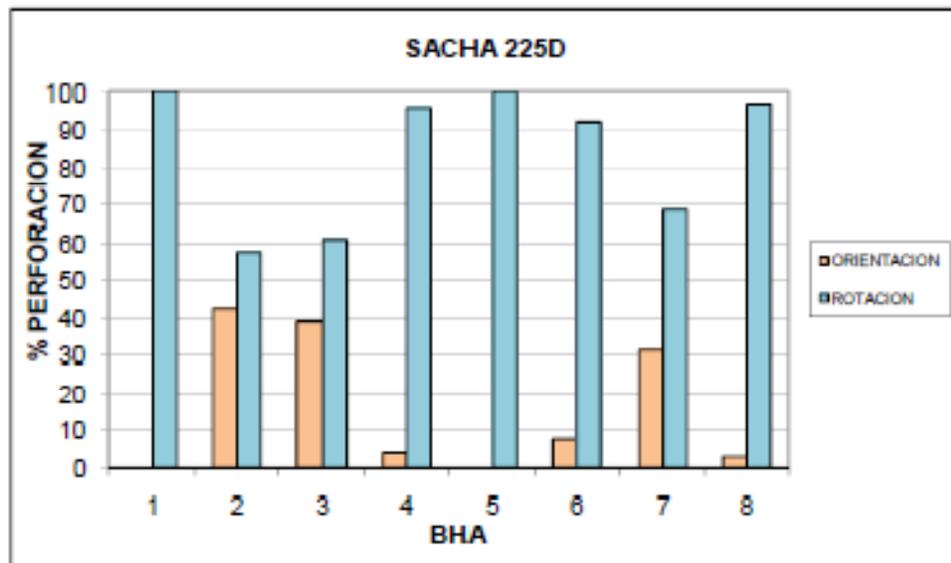


Figura B.7 - Pozo 176D: PERFORACION (%) vs BHA

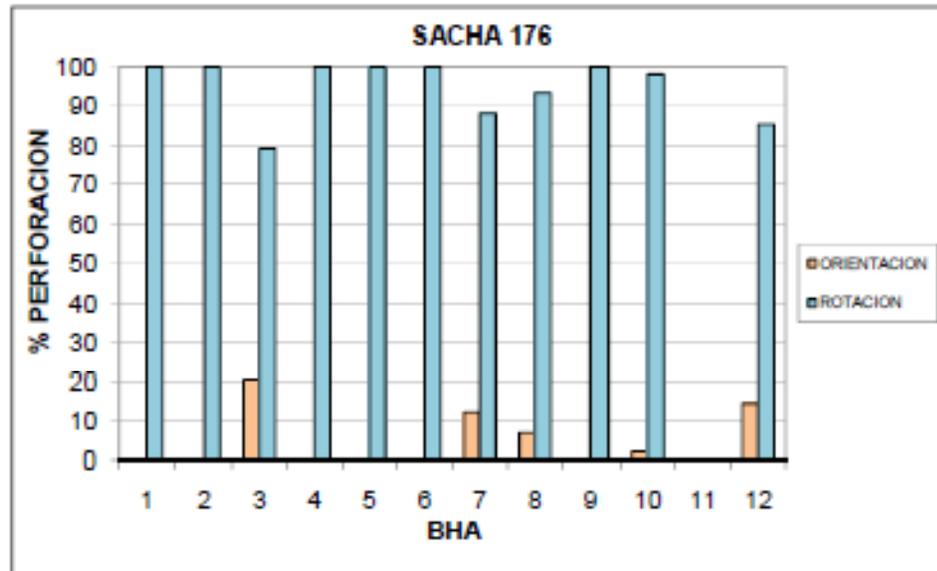
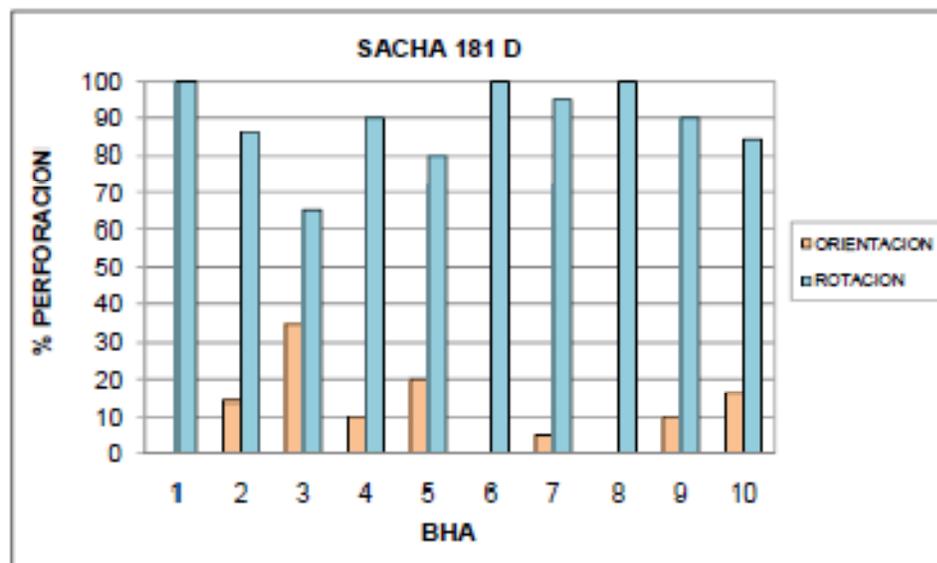


Figura B.8 - Pozo 181D: PERFORACION (%) vs BHA



## ABREVIATURAS

%:	Porcentaje (percent)
AZIM:	Dirección (Azimuth)
BF:	Factor de Boyantez (buoyancy factor)
BHA:	Ensamblaje de fondo del pozo (bottom hole assembly)
BUR:	Tasa de construcción angular
CSC:	Tubería de revestimiento (casing)
DC:	Collar de perforación (dril collar)
DLS:	Severidad de pata de perro (dog leg severity)
DP:	Tubería de perforación (dril pipe)
FT:	Pies (feet)
F A:	Pies perforados (foot age)
GPM:	Galones por minute (gallon per minute)
HWDP:	Tubería pesada de perforación (heavy weight dril pipe)
HR:	Hora (hour)
INC:	Inclinación (inclination)
IF:	Índice de formación (formation index)
KOP:	Punto de desvío (kick off point)
MD:	Profundidad total medida (measurement depth)

MWD:	Medición y registro mientras se perfora (measure while drilling)
NMDC:	Collar de perforación antimagnético (Non-magnetic drill collar)
PD:	Perforador direccional
PDC:	Broca de compacto de diamante policristalino
PSI:	Libras por pulgada cuadrada (pounds per square inch)
RPM:	Revoluciones por minuto (revolution per minute)
ROP:	Tasa de penetración (rate of penetration)
ROT:	Rotación (rotating)
SLD:	Deslizándose (Sliding)
SN-MDC:	Estabilizador no-magnético (stabilizer non-magnetic drill collar)
STB:	Estabilizador (Stabilizer)
TD:	Profundidad total (total depth)
TF:	Cara de la herramienta (tool face)
TFA:	Área de flujo total (total flow area)
TORQ:	Torque
TR:	Tasa de desvío (turn rate).
TVD:	Profundidad vertical verdadera (true vertical depth)
WOB:	Peso sobre la broca (weight on bit)

## BIBLIOGRAFIA

HALLIBURTON, Sperry Drilling Services, Directional Drilling Manual, Enero del 2007. Las figuras del capítulo I y II fueron tomadas de este manual y de los reportes de perforación de Sacha.

HALLIBURTON, Sperry Drilling Services, Technical Information Handbook, Tercera Edicion, Diciembre del 2001.

Petroskills course, Richard S. Carden - Robert D. Grace, Directional and Horizontal Drilling, (Tulsa, Oklahoma), 2006.

IADC, Drilling Manual,eBook versión v.11, 2000 (Houston), [www.iadc.org](http://www.iadc.org), [publications@iadc.org](mailto:publications@iadc.org).

SPE, Fred W. Gipson, Petroleum Engineering Handbook, Tercera Edicion, Febrero de 1992, (Richardson,Tx).

SPE, Bourgoyne Adam T, Applied Drilling Engineering, (Richardson,Tx), 1991.