



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ENSAMBLAJE DE FONDO PARA PERFORAR EL POZO
DIRECCIONAL AMAZONAS 01D”**

TESINA DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

TECNÓLOGO EN PETROLEOS

Presentado por:

GABRIEL ANGELLO CARRERA GABINO

JEFFERSON WLADIMIR SUAREZ SEVERINO

CARLOS ERICK YAGUAL REYES

GUAYAQUIL – ECUADOR

2012

AGRADECIMIENTO

A Dios por habernos permitido culminar nuestra carrera universitaria, a nuestros padres, familiares y a los grandes amigos por su apoyo incondicional y por estar presentes en el transcurso de nuestra carrera universitaria ayudándonos a superar adversidades.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a las personas más importantes de mi vida mis padres que supieron felizmente guiar mis pasos con ayuda de DIOS, para que mis caminos sean firmes, y motivo por el cual, manifiesto mi profundo sentimiento y gratitud y amor a todas las personas que me han apoyado

Carlos Yagual Reyes

La realización de este trabajo se lo dedico a Dios por brindarme sabiduría a mis padres y hermanos que durante toda mi carrera me brindaron su apoyo incondicional confiando y respaldando mis decisiones.

Jefferson Suárez Severino

Son muchas las personas especiales a las que me gustaría agradecer su amistad, apoyo ánimo y compañía en las diferentes etapas de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en el corazón. Sin importar donde estén, o si alguna vez llegan a leer esta dedicatoria quiero darle gracias por formar parte de mi formación, por todo lo brindado y por todas las bendiciones.

Gabriel Carrera Gavino

TRIBUNAL DE GRADUACION

**Dra. ELIZABETH PEÑA
SUBDECANA FICT**

**Ing. Alberto Galarza
DIRECTOR DE TESINA**

DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad del contenido de este Informe de
Materia de Graduación, nos corresponde exclusivamente;
y el patrimonio intelectual de la misma a la “ESCUELA
SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de graduación de la ESPOL)

Gabriel Carrera

Jefferson Suárez

Carlos Yagual

RESUMEN

Este Documento presenta, el diseño del BHA utilizado durante la perforación del pozo AMAZONAS 01D en todas sus secciones.

El BHA se arma con el objetivo de perforar optimizando recursos como tiempo y desempeño teniendo como resultado una perforación más segura; Además si logramos reducir tiempo en la perforación evitamos gastos representativos para la compañía perforadora.

El desempeño de nuestro BHA dependerá de las diferentes características litológicas que lograremos hallar durante la perforación direccional y conforme a este lograremos el diseño y selección de equipo correcto a utilizar.

- En el presente documento se muestra antecedentes y objetivos propuestos del pozo Amazonas 01D.
- Presenta generalidades sobre la perforación direccional, principales componentes de la sarta de perforación, parámetros y la conceptualización del ensamblaje de fondo.
- Mencionaremos generalidades del campo Auca, su ubicación, así como también hablaremos de las formaciones productoras y tipos de areniscas.
- Presenta el programa direccional del pozo Amazonas 01D, de igual manera el resumen del pozo y detalle de BHA utilizado según el avance de las operaciones.
- Conclusiones y recomendaciones obtenidas a partir del desarrollo del tema.

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS	XI
SIMBOLOGÍA	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
CAPÍTULO 1´	
1.1 ANTECEDENTES.....	
1.2 OBJETIVOS	2
1.2.1 OBJETIVOS GENERALES.....	2
1.1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	2
CAPITULO 2	
2. GENERALIDADES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL	3
2.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	3
2.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	4
2.2.1 POZOS VERTICALES.....	4
2.2.2 POZOS TIPO S	4
2.2.3 POZOS TIPO J.....	5
2.2.4 POZOS HORIZONTALES	5
2.3 PARAMETROS A CONSIDERAR EN LA PERFORACIÓN.....	6
2.4 COMPONENTES PRINCIPALES DE LA SARTA DE PERFORACION.....	9
2.4.1. DRILL PIPE (DP).....	
2.4.2. HEAVY WEIGHT DRILL PIPE (HWDP).....	
2.4.3. DRILL COLLARS (DC)	9
2.4.4. CROSSOVER (XOVER).....	
2.4.5. BROCAS	10
2.4.5.1 BROCAS PDC.....	11
2.4.5.2 BROCAS TRICONICAS.....	11
2.4.6. ESTABILIZADORES.....	12
2.4.7. MUD MOTORS.....	12
2.4.8. DRILLING JARS.....	13

2.4.9.	MEASSURED WHILE DRILLING (MWD)	13
2.5	ENSAMBLAJE DE FONDO EN PERFORACION DIRECCIONAL	14
2.5.1	BHA PARA CONSTRUIR ANGULO	14
2.5.2	BHA PARA MANTENER ANGULO	15
2.5.3	BHA PARA TUMBAR ANGULO	15
2.6	FACTORES NEGATIVOS QUE AFECTAN EL ÉXITO DE UN TRABAJO DIRECCIONAL	15
2.6.1	COLISIÓN	16
2.6.2	EMBOLAMIENTO DE BROCA	16
2.6.3	POBRE LIMPIEZA DEL HOYO	16
2.6.4	FORMACIONES NO CONSOLIDADAS	
2.6.5	PEGA DIFERENCIAL	16
2.6.6	TAPONAMIENTO DEL FLOW LINE	17
2.6.7	EMPAQUETAMIENTO Y HOYO APRETADO	17
2.6.8	VIBRACIONES(WHIRL, LATEROL SHOCK, STICK SLIP)	17

CAPÍTULO 3

3.1.	UBICACION DEL CAMPO AUCA	18
3.2.	ESTRUCTURA ACTUAL DEL CAMPO AUCA	18
3.2.1.	FORMACIÓN HOLLIN	19
3.2.1.1	HOLLIN INFERIOR	19
3.2.1.2	HOLLIN SUPERIOR	19
3.2.2	FORMACIÓN NAPO	19
3.2.2.1	ARENISCA "T"	20
3.2.2.1.1	"T" SUPERIOR	20
3.2.2.1.2	"T" INFERIOR	20
3.2.2.2	ARENISCA "U"	20
3.2.2.2.1	"U" SUPERIOR	20
3.2.2.2.2	"U" INFERIOR	
3.2.3	FORMACIÓN BASAL TENA	

CAPÍTULO 4

4.1	PROGRAMA DIRECCIONAL DEL POZO AMAZONAS 01D	23
4.1.1	SECCION 16"	23
4.1.2	SECCION 12 1/4"	23
4.1.3	SECCION 8 1/2"	24
4.2	RESUMEN DEL POZO Y BHA UTILIZADO	25

4.2.1 BHA # 1	25
4.2.2 BHA # 2	25
4.2.3 BHA # 3	26
4.2.4 BHA # 4	26
4.2.5 BHA # 5	27
4.2.6 BHA # 6	27
4.2.7 BHA # 7	28
4.2.8 BHA # 8	29
4.2.9 BHA # 9	
4.2.10 BHA # 10.....	
4.2.11BHA # 11.....	
4.2.12 BHA # 12.....	
4.2.13 BHA # 13.....	
4.2.14 BHA # 14.....	
4.2.15BHA # 15.....	

CAPÍTULO 5

5.1. CONCLUSIONES.....	35
5.2. RECOMENDACIONES.....	36

INDICE DE TABLA

TABLA 1 PARAMETROS DE CONSIDERACION EN LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	6
TABLA 2 PROGNOSIS DE LA FORMACIÓN AMAZONAS 01D.....	
TABLA 3COMPONENTES DE BHA #2 SECCIÓN DE 16"	49
TABLA 4COMPONENTES DE BHA #3 SECCIÓN DE 16"	50
TABLA 5COMPONENTES DE BHA #11 SECCIÓN 12 ¼"	51
TABLA 6COMPONENTES DE BHA #12 SECCIÓN 12 ¼"	52
TABLA 7COMPONENTES DE BHA #13 SECCIÓN 8½"	53
TABLA 8COMPONENTES DE BHA #14 SECCIÓN 8½"	54

ANEXOS

ANEXO 1. FIG 1. PERFORACION DIRECCIONAL	37
ANEXO 2. FIG 2. POZOS VERTICALES	37
ANEXO 3. FIG 3. POZOS TIPO S	38
ANEXO 4. FIG 4. POZOS TIPO J.....	38

ANEXO 5. FIG 5. POZOS HORIZONTALES	39
ANEXO 6. FIG 6. DRILL PIPE	39
ANEXO 7. FIG 7. HEAVY EIGHT DRILL PIPE.....	40
ANEXO 8. FIG 8. DRILL COLLAR	40
ANEXO 9. FIG 9. CROSS OVER.....	41
ANEXO 10. FIG 10. BROCAS	41
ANEXO 11. FIG 11.BROCAS PDC	42
ANEXO 12. FIG 12. BROCAS TRICONICAS.....	42
ANEXO 13. FIG 13. ESTABILIZADORES.....	43
ANEXO 14. FIG 14. MUD MOTORS.....	43
ANEXO 15. FIG 15. DRILLING JARS	44
ANEXO 16. FIG 16. MWD	44
ANEXO 17. FIG 17. BHA PARA POZOS DIRECCIONALES	45
ANEXO 18. FIG 18. BHA PARA CONSTRUIR ANGULO.....	46
ANEXO 19. FIG 19. BHA PARA MANTENER ANGULO.....	46
ANEXO 20. FIG 20. BHA PARA TUMBAR ANGULO.....	47
ANEXO 21. FIG 21. CHOQUES Y VIBRACIONES	47
ANEXO 22. FIG 22. PLAN DE POZO	48
BIBLIOGRAFIA.....	55

ABREVIATURAS

AZIM	Dirección (Azimuth)
BF	Factor de Boyantez (buoyancy factor)
BHA	Ensamblaje de fondo del pozo (bottom hole assembly)
BPPD	Barriles de petróleo por día
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)
ID	Diámetro interno
IF	Índice de formación (formation index)
KOP	Punto de desvío (kick off point)
LWD	Registra mientras perfora (logging while drilling)

MD	Profundidad medida (measurement depth)
MWD	Medición y registro mientras se perfora (measure while drilling)
NMDC	Collar de perforación antimagnético (Non-magnetic drill collar)
OD	Diámetro externo
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)
TQ	Torque
TR	Tasa de desvío (turn rate).
TVD	Profundidad vertical verdadera (true vertical depth)
WOB	Peso sobre la broca (weight on bit)

SIMBOLOGÍA

D	Profundidad
Gf	Gradiente de formación
PC	Presión de colapso
PE	Presión de estallido
Pf	Presión de formación
Ph	Presión hidroestática
RC	Resistencia al colapso
RE	Resistencia al estallido
RT	Resistencia a la tensión
VEA	Volumen del espacio
Ft	Pie
ft³	Pies cúbicos
lbs	Libras

INTRODUCCIÓN

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y organizado. Este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes de otros. Por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento requiere que la presión de formación sea determinada previamente.

Las etapas a seguir durante el diseño de pozos están bien identificadas y son las siguientes:

- Recopilación de la información disponible
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de brocas
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación
- Diseño de las sartas de perforación.
- Programa hidráulico
- Selección del equipo de perforación

- Tiempos estimados de perforación
- Costos de la perforación

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozos y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

CAPITULO I

1.1 ANTECEDENTES

El pozo Amazonas 01D es un pozo direccional tipo S cuyo objetivo primario es la arenisca hollín inferior 10676'MD y una TVD de 10321' con un hoyo de 8 ½"; está ubicado en la provincia francisco de Orellana, en el campo Auca norte cuya operadora es la empresa estatal Ep Petroecuador.

Los estudios de geología y yacimientos muestran que hay grandes reservas en la zona a perforar, puesto que el historial muestra que hay muy pocos pozos de avanzada delimitando la zona por tanto, se podría clasificar la zona como no saturada.

Con los antecedentes previos profundamente estudiados se designa al pozo Amazonas 01D como pozo exploratorio y así contrarrestar las dudas, ya que la única manera de saber si hay crudo o no es perforando.

Se elabora el plan del pozo, y en base a ello se realizan los debidos contactos para determinar, las compañías que prestaran servicio, en todas las aéreas, sea:

- Taladro de perforación y su equipo humano.
- Direccional drilling
- Mwd/Lwd,
- Fluidos de perforación

- Control de sólidos
- Companyman, representante de empresa operadora.

Equipo que estará permanentemente en campo mientras dure la perforación del pozo Amazonas 01 y el equipo que llegara parcialmente al taladro:

- Cementación
- Registros Eléctricos
- El equipo de herramientas

Para finalmente dar paso al equipo que realizara la completación del pozo, quienes serán los encargados de dejarlo en producción.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVOS GENERALES

- Describir los BHA utilizados en la perforación del pozo Amazonas 01D de acuerdo al plan direccional para denotar optimizaciones que influyen en el tiempo de operaciones.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Especificar el BHA utilizado según la sección.
- Analizar la zona de interés TVD y MD, Formación y tipo de arena.
- Conforme como se desarrolla la perforación del pozo Amazonas 01D se implementaran los adecuados sistemas de limpieza de hoyo para la correcto ensamblaje de fondo.

CAPITULO II

2 GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

2.1 Perforación direccional

Perforación direccional es la operación previamente planificada con el fin de perforar un pozo con un rumbo y perfil que consigan el objetivo planificado.

En el pasado la Perforación Direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos dejados dentro del hoyo, en mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio.

Las técnicas de control direccional fueron mejorando y hoy en día se cuenta con equipos especiales para determinar con más exactitud los parámetros que requieren de mayor vigilancia para lograr el objetivo propuesto.

Además, se han desarrollado nuevas técnicas a fin de atravesar el yacimiento en forma completamente horizontal y dependiendo la configuración de las arenas en forma multilateral.

Podemos decir, que la perforación de un pozo desviado soluciona varios problemas asociados a la superficie y al subsuelo y permite con excelente precisión llegar al target planificado. *Ver anexo 1.*

2.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

En general, el perfil de los pozos direccionales podría ser cualquiera de los siguientes:

- Vertical
- Tipo S
- Tipo J
- Horizontal

2.2.1 POZOS VERTICALES

El perfil de los pozos verticales no requiere un riguroso plan de control de desviación. Normalmente, es suficiente un control de inclinación cada 500 pies o cuando las condiciones operativas lo permitan. El perfil de un pozo vertical o convencional no es idealmente vertical pero, mantiene toda su sección con tendencia vertical. *Ver anexo 2.*

2.2.2 POZOS TIPO S

Los pozos con perfil tipo **S** constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo.

Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo **S** será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento.

Ver anexo 3.

2.2.3 POZOS TIPO J

Los pozos con perfil tipo **J** constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo.

Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo **J** será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento.

Ver anexo 4.

2.2.4 POZOS HORIZONTALES

Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del yacimiento principal u objetivo.

La sección horizontal es perforada con un ángulo alrededor de 90 grados dentro de una ventana de navegación previamente definida en el plan direccional. La producción de un pozo horizontal debería ser por lo menos tres veces la producción de un pozo vertical para justificar su inversión. *Ver anexo 5.*

2.3 PARAMETROS A CONSIDERACION EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Punto de arranque (K.O.P)	Profundidad del hoyo en la cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del pozo
Ángulo de Inclinación	Ángulo fuera de la vertical, conocido como deflexión o desviación
Profundidad Vertical verdadera (T.V.D)	Profundidad o distancia vertical de cualquier punto del hoyo al piso del taladro
Profundidad medida (M.D)	Profundidad del pozo que se hace con la medición de la sarta o tubería de perforación, mide la longitud del pozo
Desvío o desplazamiento horizontal	Distancia horizontal de cualquier parte del hoyo al eje vertical a través del cabezal, se le conoce también con el nombre de deflexión horizontal
Tasa de aumento de ángulo (B.U.R)	Número de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud específica
Sección aumentada	Parte del hoyo, después del arranque inicial donde el ángulo de desvío o inclinación aumenta
Sección tangencial	Parte del hoyo después del incremento del ángulo de inclinación, donde este y la dirección del pozo debe mantenerse constantes
Sección de descenso	Parte del hoyo después de la sección tangencial donde el ángulo de inclinación disminuye
Tasa de disminución de ángulo	Número de grados de disminución del ángulo de inclinación sobre una longitud específica
Longitud de rumbo o incremento parcial de la profundidad	Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros o estaciones (surveys)

Incremento parcial de PVP	Diferencia de longitud entre las profundidades verticales verdaderas de dos registros o surveys, también conocida como Profundidad Vertical Parcial (PVP)
Incremento de desvío o de desplazamiento horizontal	Diferencia de longitud lateral entre dos desvíos o desplazamiento horizontal de dos registros
Incremento de la sección de desvío	Sumatoria de todos los incrementos de desvíos o desplazamientos horizontales en las diferentes secciones del hoyo en un plano vertical
Objetivo	Punto fijo del subsuelo en una formación que debe ser penetrado con un hoyo o pozo desviado o vertical
Tolerancia del objetivo	Máxima distancia en la cual el objetivo o target puede ser errado
Dirección u Orientación	Ángulo fuera del Norte o Sur (hacia el Este u Oeste) en la escala máxima de 90° de los cuatro cuadrantes, también se le conoce como sentido y rumbo del pozo
Azimuth	Ángulo fuera del Norte del hoyo únicamente a través del este (sentido horario) el cual se mide con un compás magnético, con base a la escala completa del círculo de 360°
Giro	Movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo (B.H.A) para realizar un cambio de dirección o rumbo del pozo, en otras palabras cambio de la cara de la herramienta.
Registro o Survey	Medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y de la dirección o rumbo en cierto punto (estación) del hoyo desviado
Rumbo de la formación	Rumbo de un estrato de formación, es la intersección entre el estrato y un plano horizontal medido desde el plano Norte –Sur

Coordenadas	Distancias en la dirección Norte -Sur y Este -Oeste a un punto dado. Este es un punto cero adaptado geográficamente. En un pozo es necesario tener las coordenadas de Superficie y las Coordenadas de Objetivo o Fondo
Buzamiento de la formación	Es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo del estrato
Pata de perro (Dogleg)	Cualquier cambio de ángulo severo o brusco entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones o registros del hoyo
Severidad de la Pata de perro (Doglegseverity)	Tasa de cambio de ángulo de la Pata de Perro expresada en grados sobre una longitud específica
Velocidad de rotación	Varía según el tipo de broca y la formación que se atraviesa, siendo el número de revoluciones por minuto que se tiene en la mesa. Un incremento en la velocidad de rotación reducirá la tasa de aumento del ángulo o también llamado BUR.
Tasa de penetración (ROP)	Es la medida de los pies perforados en una hora, valor que se decidirá si se continúa operando con la broca o cambiarla por no estar en un rango adecuado de trabajo.

Tabla 1. Parámetros de consideración en la perforación direccional
Fuente: Perforación direccional 2da Edición

2.4 COMPONENTES PRINCIPALES DE LA SARTA DE PERFORACION

2.4.1 DRILL PIPE (DP)

La tubería de perforación “drill pipe” es bastante fuerte, aunque relativamente liviana. Los miembros de la cuadrilla conectan la sarta de drill pipe a un top drive o alkelly. El drill pipe conforma la parte superior de la sarta de perforación “drill string”. Usualmente la tubería de perforación rota, lo cual hace que la broca también rote. Cada sección de drill pipe se denomina junta “joint”. Los miembros de la cuadrilla conectan o enroscan varias juntas de drill pipe colocándolas dentro del hueco a medida que la broca rota. *Ver anexo 6.*

2.4.2 HEAVY WEIGHT DRILL PIPE (HWDP)

La cuadrilla conecta HWDP en la sarta por debajo del drill pipe. El HWDP también se conoce como Heavy Weight Drill Pipe, o HevyWate, Su posición en la sarta está entre el Drill Pipe y los Drill Collars. El HWDP se usa para suministrar una zona de transición entre el DP, más liviano, y el DC, el cual es rígido y pesado.

El uso de Heavy Walled Drill Pipe reduce la fatiga que los Drill Collars provocan en la sarta. También ayudan a mantener el DP en tensión, y le dan peso a la broca, al igual que lo hacen los DC, especialmente en perforación direccional. *Ver anexo 7.*

2.4.3 DRILL COLLAR (DC)

Los drill collars van en la parte inferior de la sarta. Los drill collars tienen paredes gruesas, y son muy pesados. Ellos colocan peso sobre la broca para hacer que los cortadores de la misma perforen la formación, y también mantienen el drill pipe en tensión.

Ya que la cuadrilla usualmente instala varios drill collars, es evidente que la broca requiere bastante peso para perforar adecuadamente. La cantidad de peso depende del tipo de formación y del tamaño o tipo de broca, puede tratarse de varios miles de libras. *Ver anexo 8.*

2.4.4 CROSSOVER (XOVER)

Van en la sarta de perforación entre el DP y los DC, y en otros puntos. El crossover tiene roscas especiales en la caja y en el pin. Los fabricantes los diseñan para unir partes de la sarta de perforación que tienen roscas de diferente diseño. Por ejemplo, el pin de un DP puede no enroscar directamente en la caja de un DC, por ello la cuadrilla coloca un crossover en la última junta de drill pipe, donde se une con la primera junta de drill collar.

Las roscas del crossover encajan con las del pin del DP, permitiendo a la cuadrilla unir la sarta de DP con la de DC. *Ver anexo 9.*

2.4.5 BROCAS

Barrena es la herramienta de corte que se localiza en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para cortar o triturar la formación durante el proceso de perforación rotatoria.

La broca es la herramienta clave para el ingeniero de perforación, su correcta selección y las condiciones óptimas de perforación son las dos premisas esenciales para lograr el éxito en el proceso de perforación. *Ver anexo 10.*

2.4.5.1 BROCAS PDC

La broca PDC tiene cortadores hechos de diamantes artificiales y de Carburo de Tungsteno. Cada cortador hecho de diamante y Carburo de Tungsteno se conoce como compacto. Los fabricantes colocan los compactos en la cabeza de la broca. A medida que la broca rota sobre la roca, los compactos cortan la formación.

Las brocas PDC son bastante costosas, sin embargo, cuando se usan apropiadamente, pueden perforar en formaciones blandas, medianamente duras o duras por varias horas y sin fallar. *Ver anexo 11.*

2.4.5.2 BROCAS TRICONICAS

Las brocas de conos giratorios son unas de los más utilizados en la industria por su gran variedad.

El cuerpo de la broca consiste de una conexión de rosca con la cual se sujeta la broca de la tubería, los conos están montados sobre unos cojinetes, el lubricante para estos cojinetes y los sitios por donde pasa de manera continua el fluido de perforación con el propósito de limpiar el fondo del hueco de los recortes producidos por la operación de perforación.

Uno de los propósitos de la forma del cuerpo de la broca es para que el fluido de perforación llegue de forma directa donde este hará más eficientemente su trabajo de limpieza. *Ver anexo 12.*

2.4.6 ESTABILIZADORES

La cuadrilla frecuentemente conecta los estabilizadores a la sarta de drill collars. Por lo general colocan uno o más en varios puntos en dicha sarta.

Los estabilizadores mantienen los DC lejos de las paredes del hueco para prevenir el desgaste, y aún más importante, ayudan a guiar la broca para que perforo en la dirección deseada. Los estabilizadores tienen cuchillas que tocan la pared del hueco, pero no la cortan. *Ver anexo 13.*

2.4.7 MUD MOTORS

Frecuentemente, cuando se perfora un pozo horizontal o direccional, se coloca un motor de fondo en la parte inferior de la sarta de perforación, justo arriba de la broca. Se le llama motor de fondo o motor de lodo “mud motor” porque el lodo de perforación hace rotar la broca, es decir, cuando se usa un motor de fondo únicamente rota la broca, y no el resto de la sarta.

El lodo bombeado a través de la sarta entra por la parte superior del motor de fondo. Cuando el fluido de perforación presurizado es forzado a través de estator elástico y de un motor excéntrico de acero, se aplica un torque, el cual hace que el motor rote.

El motor se conecta a un eje que transmite el movimiento “drive shaft” el cual, a su vez, se encuentra conectado a la broca. La sarta de perforación no rota, tan solo el motor hace rotar la broca. Sin embargo, en muchas ocasiones la broca gira, y también la sarta está girando movida desde superficie por una Kelly o un Top Drive; cuando esto sucede, se le llama “rotating”, cuando sólo la broca gira movida

por el motor de fondo, mientras la sarta permanece estática, se denomina “sliding” o deslizando. *Ver anexo 14.*

2.4.8 DRILLING JARS

La cuadrilla instala un martillo de perforación en la sarta si existe la posibilidad de que esta se pegue, casi siempre se usa uno o más martillos.

Usualmente los martillos de perforación se colocan en la parte superior del BHA, con drill collar ubicados encima y debajo de los jars, o HWDP en pozos direccionales. Al activarse, el martillo proporciona un golpe fuerte a la porción de la sarta que se encuentra pegada. Frecuentemente este golpe es suficiente para liberarla. *Ver anexo 15.*

2.4.9 MEASURED WHILE DRILLING (MWD)

El MWD es una gran herramienta para el perforador, a medida que la broca perfora.

Usualmente la herramienta se coloca en un DC especial cerca de la broca. Las herramientas MWD registran las condiciones de fondo de pozo transmitiéndolas a la superficie. En superficie el perforador y el perforador direccional monitorean estas condiciones en tiempo real. Muchas herramientas MWD crean pulsos en el lodo de perforación. Estos pulsos llevan la información de fondo de pozo a superficie a través de la sarta de perforación. *Ver anexo 16.*

La información recolectada por el MWD incluye:

- Propiedades del MWD.
- La dirección en la cual la broca está perforando.
- TQ
- WOB

2.5 EMSABLAJES DE FONDO PARA POZOS DIRECCIONALES

El BHA es la porción de la sarta de perforación que afecta la trayectoria de la broca y consecuentemente del borde del pozo. Puede ser simple o compuesto. Todos los BHA causan una fuerza lateral que construye, pierde o mantiene ángulo y gira a la izquierda o derecha. En formaciones suaves la desviación de la broca (bit tilt) controla la trayectoria del pozo. En formaciones duras, la fuerza lateral sobre la broca predomina. *Ver anexo 17.*

La perforación del pozo será desarrollada en varias etapas. Para cada una de estas etapas será necesario contar con los ensamblajes de fondo correspondientes. El diseño de estos ensamblajes dependerá lógicamente del tipo de pozo, de las tasas de construcción de ángulo a generarse, tipos de formaciones a perforar, etc. Existen 3 tipos de BHA:

2.5.1 BHA PARA CONSTRUIR ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Un típico BHA de construcción de ángulo tiene un estabilizador a 3 –5 pies de la broca. Después del último estabilizador van de 3 a 6 drill collars y suficiente HWDP para satisfacer los requerimientos de peso sobre la broca. *Ver anexo 18.*

2.5.2 BHA PARA MANTENER ANGULO DE INCLINACION

Los BHA'S de mantenimiento de ángulo no mantienen el ángulo de inclinación; más bien, ellos minimizan la construcción o pérdida. *Ver anexo 19.*

2.5.3 BHA PARA TUMBAR ANGULO DE INCLINACION

Conforme la inclinación incrementa, más y más drill collars hacen contacto con el borde del pozo entre la broca y el primer estabilizador, causando una reducción de la fuerza lateral en la broca. Cuando se planea perforar un pozo direccional, hay que poner bastante énfasis en el tipo de herramienta que permitirá generar la desviación. Aunque existen varias herramientas que ayudan a cumplir este propósito, en esta ocasión se hará mayor mención a los motores de lodo (Mud motor) puesto que han sido los más usados hasta el momento. *Ver anexo 20.*

2.6 FACTORES NEGATIVOS QUE AFECTAN EL ÉXITO DE UN TRABAJO DIRECCIONAL

Los factores que afectan la perforación direccional están asociados como inestabilidad del hoyo durante el trabajo, diseño inapropiado del BHA y/o perfil del pozo, falta de planificación e integración de todo el personal involucrado, fallas propias de los equipos, incluyendo aquellas originadas por las condiciones operativas (temperatura, abrasividad de la formación, etc.).

Los principales problemas potenciales pueden ser:

2.6.1 Colisión

Debido a las perforaciones aledañas se pueden presentar inconvenientes de este tipo para evitar una posible colisión se corre un software anticolidión, si lo situación lo amerita se optara por utilizar registros con GIROSCOPIO para de terminar la inclinación y dirección del pozo.

2.6.2 Embolamiento de broca

Para evitar este problema se debe bombear en forma continua píldoras dispersas para limpiar la broca. En la formación TENA se recomienda bombear píldoras dispersas cada dos paradas para una buena limpieza de la broca.

2.6.3 Pobre limpieza del hoyo

Para mejorar la limpieza del hoyo, es conveniente rotar la sarta mientras se perfora.

2.6.4 Formaciones no consolidadas

Para evitar fracturar las formaciones superficiales no consolidadas se debe trabajar con bajo galonaje, y se recomienda mantener bajo peso sobre la broca para evitar desviarse de la vertical.

2.6.5 Pega diferencial

Si se tiene un riesgo de pega diferencial, se debe realizar un buen puenteo con Fosfato de calcio CaCO_3 , este problema se presenta en las areniscas de la formación NAPO y en las areniscas de Basal TENA.

2.6.6 Taponamiento de la línea de flujo (FLOW LINE)

Para evitar este problema se debe perforar con lodo disperso, mantener limpio el bolsillo de zarandas. También se debe realizar una buena limpieza de cemento en la línea de flujo cuando hay retorno a la superficie.

2.6.7 Empaquetamiento y Hoyo Apretado

Para evitar este inconveniente se recomienda tener en óptimas condiciones las propiedades del lodo, bombear píldoras de limpieza y si se presenta Cualquier intento de pega martillar en sentido contrario al movimiento de la tubería.

2.6.8 Vibraciones (Whirl, torsional resonance, lateral shock, stick slip).

Se debe variar parámetro reduciendo WOB e incrementando RPM para atenuar la vibración y también se debe adherir lubricantes para evitar fatiga y falla prematura de la tubería, daño de la broca, daño del estabilizador. *Ver anexo 21*

CAPITULO III

3.1 UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA

El campo auca se encuentra ubicado en la instancia de parte ecuatoriana de la cuenca oriente, 260 km. al oeste de Quito, 100 km. al sur de la frontera con Colombia, pertenece al corredor Sacha-Shushufindi y está rodeado por los campos Sacha, Culebra-Yulebra y Yuca, al norte; Cononaco al sur; Pindo al este y al oeste Puma.

3.2 ESTRUCTURA ACTUAL DEL CAMPO AUCA

Las zonas productoras más importantes de petróleo del Campo son las arenas "U" y "T", por tener un buen espesor y una buena continuidad de la arena. Hollín es también un buen reservorio pero en menor proporción que las zonas anteriormente dichas. Con respecto a Basal Tena es un yacimiento poco común en el sector, con un espesor relativamente pequeño pero con un buen potencial.

3.2.1 FORMACION HOLLIN

La formación Hollín tiene un espesor promedio entre 400 – 450 ft, contiene un contacto agua – petróleo bien marcado y exhibe un empuje de agua en el fondo.

Esta formación está conformada por las areniscas Hollin inferior de origen volcánico y Hollin superior de origen marina somera con sedimentos de depositación de zona de playa, además esta formación está presente en todo el campo auca sin presencia de fallas.

3.2.1.1 HOLLIN INFERIOR

También conocida como Hollin principal, es un reservorio relativamente homogéneo de areniscas cuarzosas de grano fino a medio que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita. Posee una salinidad de 1000 ppm NaCl.

3.2.1.2 HOLLIN SUPERIOR

Es una formación inter-estratificada de arenisca cuarzosa de grano fino a medio y glauconita cuarzosa contiene abundante capas de lutita.

El espesor neto de la arena varía entre 10 a 40 ft, existe una salinidad de 2125 ppm NaCl y porosidad promedio es de 14%

3.2.2 FORMACION NAPO

Está formada por dos areniscas, la formación Napo "U" y la formación Napo "T" las cuales están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas.

La calidad de los reservorios es variable, además se evidencian cambios del tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua – petróleo.

3.2.2.1 ARENISCA "T"

Esta arenisca no es continua, contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolitas y lutitas. Posee una porosidad de 14%, una salinidad de 15000 ppm NaCl, espesor promedio 120 ft.

3.2.2.1.1 "T" SUPERIOR

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino a mayor proporción, una menor cantidad de grano medio, de forma subangulara subredondeada, el espesor máximo de arenisca neta es de 20-30 pies se encuentra en la parte sur y central del Campo.

3.2.2.1.2 "T" INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangularsubredondeada.

Posee una porosidad promedio de 14.39% y un espesor promedio de 67 ft.

3.2.2.2 ARENISCA "U"

Al igual que Hollín, esta arenisca se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo auca, contiene arenas similares a las encontradas en la arenisca "T" con una porosidad promedio de 16%, salinidad de 40000 ppm NaCl, espesor promedio de 200 ft.

3.2.2.2.1 "U" SUPERIOR

Formada por una arenisca cuarzosa, variando de gris claro a verde claro, el tamaño del grano es fino de forma subredondeado.

Tiene un promedio de 27 ft y una porosidad de 14.86%.

3.2.2.2.2 "U" INFERIOR

Es una arenisca cuarzosa, variando de gris clara a blanca, de grano fino a medio, subangular a subredondeado.

Su espesor y porosidad promedio son 37.15 ft y 16.62% respectivamente.

3.2.3 FORMACION BASAL TENA

La formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 ft, principalmente formada por un cuerpo areniscoso delgado de 10 a 20 ft de espesor y descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo superior.

Posee una salinidad de 35000 ppm NaCl.

FORMACIONES	MD	TVD
Orteguaza	6150.261	5795.413
Tiyuyacu	7096.411	6741.413
Tope Conglo. Tiy.Sup	7452.411	7097.413
Base Conglo. Tiy.Sup	7463.411	7108.413
Tope Conglo. Tiy.Inf	8290.411	7935.413
Base Conglo. Tiy.Inf	8493.411	8138.413
Tena	8625.411	8270.413
Arenisca Basal Tena	9239.411	8884.413
Napo	9263.411	8908.413
Tope Caliza M-1	9332.411	8977.413
Base Caliza M-1	9379.411	9024.413
Tope Volcanico	9444.411	9089.413
Base Volcanico	9653.411	9298.413
Tope Caliza M-2	9665.411	9310.413
Base Caliza M-2	9723.411	9368.413
Tope Caliza A	9781.411	9426.413
Tope Arenisca U Sup.	9967.411	9612.413
Tope Arenisca U Inf	10023.411	9668.413
Base Arenisca U Inf.	10060.411	9705.413
Caliza B	10180.411	9825.413
Arenisca T Sup.	10203.411	9848.413
Arenisca T Inf.	10289.411	9934.413
Base Arenisca T Inf	10381.411	10026.413
Caliza C	10461.411	10106.413
Hollin Sup.	10477.411	10122.413
HollinInf	10519.411	10164.413

Tabla 2. Prognosis de la formación Amazonas 01D
Fuente: Bibliográfica

CAPITULO IV

4.1 PROGRAMA DIRECCIONAL DEL POZO AMAZONAS 01D

4.1.1 SECCION 16"

- Se realiza Nudge a 500ft MD/construcción de ángulo 1.8° por cada 100ft hasta alcanzar 10° de inclinación, en la sección de 16".
- Posterior se realiza el KOP1 a 1356ft MD/comienzo DLS 2.0 por cada 100ft hasta alcanzar 28° de inclinación en 2477ft, se mantiene la tangente hasta 4177ft MD en ese punto se realiza la caída de ángulo con -1.25° por cada 100ft; se perfora orteguaza hasta 6417ft MD en este punto comienza la sección vertical de la perforación con una medida de 13 3/8".

4.1.2 SECCION 12 1/4"

- Luego de atravesar Orteguanza, a 6450' MD se perforará la sección de 12 1/4" con broca PDC, encontrando a una profundidad de 7096'MD la formación Tiyuyacu, a 7452'MD el Tope conglomerado Tiyuyacu Superior.

- Se deberá tener presente el embolamiento de la broca será adecuado bombear píldoras anti-embolante o dispersa, a 7463' MD Base conglomerado Tiyuyacu Superior, a una profundidad de 8290'MD encontraremos el Tope conglomerado Tiyuyacu Inferior, la formación Tena a 8625'MD.
- La arenisca Basal Tena Napo a 9239'MD, el Tope Caliza M-1 9332'MD, la Base Caliza M-1 a 9379'MD, a una profundidad de 9444'MD encontraremos el Tope Volcánico, a 9653'MD encontraremos Base Volcánico.
- Encontraremos a una profundidad de 9665'MD el Tope Caliza M-2, a 9723'MD Base Caliza M-2, el Tope Caliza A en la Profundidad de 9781'MD se deberá controlar a cada momento el ROP, RPM, GPM, WOB para llegar al objetivo sin mayores inconvenientes y evitar un desgaste prematuro de la estructura de corte.
- La perforación deberá llegar según lo planeado hasta una profundidad de 9881' MD desde esta profundidad se cambiara Broca y se perforara con una medida de 9 5/8''

4.1.3 SECCION 8 1/2''

- Encontraremos a 9967'MD al Tope Arenisca U Superior, a 1023'MD a Tope Arenisca U Inferior, la Caliza B a 10180'MD.
- Arenisca T Superior a 10203'MD, Arenisca T Inferior a 10289'MD, a la profundidad de 10461 la Caliza C, Hollín Superior a 10477'MD y Hollín

Inferior a 10519'MD, cerca del objetivo se continuara perforando hasta llegar a 10676'MD y una TVD de 10321' donde se ubicara el liner de 7".

Ver anexo 22.

4.2 RESUMEN DE POZO Y BHA UTILIZADO

4.2.1 BHA #1

- Se arma con broca Tricónica de dientes de 26" y se inicia la perforación con parámetros controlados 150 GPM 6WOB 5ORPM para no fracturar las formaciones superficiales y mantener la vertical.
- Se obtiene buen avance hasta 280 pies. Después de lo cual el ROP cae a 5ft/hr, el avance es bajo por lo que se decide perforar hasta 295 pies TD para el conductor de 20" y realizar viaje a superficie.

4.2.2 BHA #2

- Se arma con broca PDC de 16". Se baja hasta 295 MD, Se rompe zapata y limpia cemento.
- Se inicia con bajos parámetros para evitar fracturar formaciones superficiales no consolidadas.
- Se incrementa en forma gradual los parámetros hasta obtener buen avance.
- A 808 pies se conecta el martillo y se observa taponamiento en la línea de flujo. Se retoma la perforación con buen avance
- Se continua perforando teniendo bajos ROP, por lo que se bombean píldoras dispersas para limpiar broca y BHA.

- A partir de 2500 pies y alcanzado los 28 grados se rota para mantener la tangente con eventuales Slides para corregir dirección; A partir de 4300ft se desliza para tumbar ángulo, se obtiene buen avance.
- Se perfora hasta 4403pies y se realiza viaje de calibración.

4.2.3 BHA #3

- Se arma con broca PDC 16" segunda corrida. Se baja a la profundidad de 4403 pies. Se inicia la perforación rotando 15ft con bajos parámetros hasta realizar patrón de fondo y se desliza 15ft con bajo ROP.
- Se bombea píldoras dispersa para limpiar broca, se realiza mantenimiento de la bomba.
- Se realiza Slides de 25-45-50ft para tratar de tumbar ángulo de acuerdo al plan y llevar el pozo a la vertical con un ROP deslizando de 30ft/hr. Se observa presencia de lutitas en zarandas a partir de 6155pies. Se observa buen ROP rotando en Orteguzaza. Se perfora hasta 6450piesprofundidad total de la sección, se circula y realiza viaje a superficie.

4.2.4 BHA #4

- Se arma con broca de 12 ¼" Tricónica con jets 3x24 para moler retenedor. Se topa retenedor a 35pies, Se inicia con bajo WOB a 5Klbs, se prueba por media hora sin avance, se incrementa el WOB hasta 35 Klbs.
- Se deja descargar un poco el peso y se inicia nuevamente en forma repetida, se observa que el peso libera por completo, se circula unos

minutos y se levanta la sarta para verificar estado de la broca. Se observa la broca con ligero desgaste en toda su estructura de corte y pedazos de metal correspondiente al retenedor.

- Se verifica el estado de sellos y rodamiento y se baja nuevamente la broca para realizar viaje de verificación de fondo. Se baja sin problemas hasta 5275pies sin bomba ni rotación se aplica 20Klbs no descarga peso. Se saca BHA a superficie.

4.2.5 BHA #5

- Se arma con broca 12 ¼” Tricónica segunda corrida con jets 3x24, para moler CEBP. Se topa CEBP a 1261pies. Se inicia con bajo WOB recomendado a 5 Klbs.
- Se incrementa el WOB hasta 10 Klbs, se deja descargar el peso y se inicia nuevamente en forma repetida, al haber perforado medio pie se observa que el peso libera por completo.
- Se levanta la sarta y se baja sin rotación ni bomba observando apoyo, se prueba con 35 Klbs sin observar avance. Se levanta la sarta y se trabaja con 75 RPM 300 GPM observando buen avance con 0-5 Klbs, se baja empujando el CIBP hasta 3535pies.

4.2.6 BHA #6

- Se arma con broca de 12 ¼” Tricónica, tercera corrida con jets 3x24, se topa tapón de cemento a 2313pies.

Luego se encuentra cemento desde 2314 hasta 3531pies trabajando con 800 GPM 80 RPM 5-10 WOB se avanza a buena velocidad no se

encuentra cemento duro sino más bien blando. A partir de 3531ft se baja sin rotación y sin bomba sin restricción.

- Se topa CEBP a 5263 pies se empieza con bajo peso 0-5 WOB, incrementando hasta 50Klbs sin avance. Se observa torque errático y no hay avance se prueba con bajo peso y se incrementa nuevamente sin éxito al parecer el tapón gira con la broca haciendo difícil romper el CEPB porque la broca patina sobre el caucho del CEBP.

4.2.7 BHA #7

- Se arma con broca 12 ¼" Tricónica, se topa cemento suave a 5003ft se trabaja con 750 GPM 0-5WOB 80 RPM, luego se encuentra cemento duro desde 5150 hasta 5192pies trabajando con 5-10 WOB.
- Se presentan problemas con el SCR. Se retoma la perforación desde 5192 hasta 5230pies y se presenta problemas con las bombas, se detiene la perforación.
- Se continúa la perforación del cemento desde 5230ft hasta 5263ft. A los 5263 piesse topa CEBP, reduciendo la rotación y se inicia con bajo peso se observa torque de corte y se incrementa el peso hasta 25WOB.
- Se avanza aproximadamente medio pie y posteriormente no se observa torque, se levanta la sarta, se circula y se vuelve a intentar con bajo peso incrementando el mismo en forma paulatina hasta 50Klbs sin avance.

- Se intenta por varias ocasiones levantando la sarta y bajando nuevamente variando el galonaje, peso y RPM, sin observar avance. Se realiza viaje a superficie.

4.2.8 BHA #8

- Se arma con broca de 12 ¼" Tricónica, segunda corrida, para moler CEBP y retenedor.
- Se topa fondo a 5266 se circula con 750GPM 75RPM 9TQ 1550psi se apaga bomba y se levanta sin rotación, se repite la operación dos veces.
- Se inicia la perforación con 8WOB. Se incrementa el peso sobre la broca hasta 16WOB, se observa tendencia descargar el peso sobre la broca al iniciar la perforación posteriormente el peso sobre la broca se mantiene. Se realiza viaje a superficie.

4.2.9 BHA #9

- Se arma con broca de 12 ¼" Tricónica tercera corrida, para moler CEBP y retenedor. Se topa fondo a 5266 se circula con 750 GPM 80 RPM 9TQ 1550 psi por 20 minutos. Se inicia la perforación con 8WOB. Se incrementa el peso sobre la broca hasta 16WOB.
- se observa tendencia descargar el peso sobre la broca al iniciar la perforación, se perfora hasta 5267pies profundidad del collar y descarga totalmente el peso sobre la broca.
- Se baja libre hasta 5308 pies profundidad del zapato, se trabaja con bajo peso sobre la broca considerando que la zapata no tiene cemento debajo, únicamente esta soldada.

- Se rompe la zapata y se perfora hasta 5311 pies se circula, bombea píldora viscosa-pesada y se realiza viaje a superficie.

4.2.10 BHA #10

- Se arma con broca de 12 ¼” Tricónica, cuarta corrida TFA 1.055, para limpiar hueco abierto. Se topa fondo a 5311pies, se inicia la perforación con 0-5WOB 40RPM 300GPM 350psi 9-10TQ para evitar lavar la formación bajo el zapato.
- Se observa abundante material en zarandas sin embargo se obtiene buen avance.
- Se incrementa en forma paulatina el galonaje hasta 900 GPM 3200psi se trabaja con bajo WOB 5Klbs para evitar desviar el hueco, se observa mayor restricción al avance, disminuyendo el ROP. Se continúa limpiando el hueco de 5864 hasta 6450pies con 850-900GPM 65RPM 2-6WOB 10-15TQ 300-3400psi.
- Se observa abundante material en zarandas se circula y realiza cambio de fluido previo al viaje corto, para posteriormente realizar viaje a superficie.

4.2.11 BHA #11

- Se arma con broca de 12 ¼” PDC. Se bajallogging desde 6049 hasta 6450 pies.
- Se inicia la perforación con bajos parámetros optimizándolos de a poco hasta obtener buen avance, presentando presión alta, se levanta la sarta en forma repetida y se cambia la frecuencia varias veces.

- Desde 7478 pies, se observa baja ROP se presume broca embolada, muestras indican arcillas 100% se bombea píldora de Cascara de Nuez sin observar mejoría en el avance, se bombea píldora dispersa y a partir de 7600piesse observa incremento leve del ROP, con buen avance.
- A partir del 8225pies se nota incremento del ROP con instantáneos de entre 80-120ft/hr, observando torque hasta 24TQ. Se perfora hasta 8240pies, se circula y realiza viaje de calibración al zapato. Si inicia la perforación con parámetros contralados 700GPM 50 RPM previo a la entrada al conglomerado masivo, se observa bajo avance.
- Se bombea píldora dispersa, se trabaja la sarta y se vuelve a iniciar la perforación con bajos parámetros los mismos que se van incrementando sin observar avance.
- A partir de 8260pies se observa incremento de torque, presión diferencial, la broca se va limpiando de a poco por el aumento de dureza en la formación y consecuente aumenta de ROP, se controla parámetros obteniendo buen avance.
- Se continua perforando con los parámetros controlados hasta 850pies .Se retoma parámetros normales observando ROP entre 18-26ft/hr, se bombea píldora anti embolante y se retoma la perforación manteniendo el ROP en 22ft/hr.
- A partir de 8700pies se observa vibración, por lo que se disminuye el WOB atenuando la vibración. Se acondiciona el lodo y a partir de 8760pies incrementa el ROP con instantáneos 30-40ft/hr. Se continúa perforando desde 8865pies.

- A 9035pies se realiza viaje a superficie, durante el mismo se tiene algunos puntos apretados sacando con back reaming, Se continúa sacando libre hasta el zapato.

4.2.12 BHA #12

- Se arma con broca de 12 ¼" PDC, durante el viaje a fondo se baja rimando desde 7100pies hasta 9035ft.
- Al llegar a fondo se inicia con bajos parámetros incrementando WOB, sin observar avance, se presume broca embolada. Se continua la perforación con bajo ROP, se bombea 40bls de walnut, obteniendo incremento de ROP sin embargo va decayendo de a poco.
- A partir de 9205pies se reduce a 60 RPM de superficie previo a la entrada a Basal Tena obteniendo buen avance. En napo se obtiene buen avance, por muestras geológicas solo se observa lutitas y calizas, no hay presencia de material volcánico, se perfora hasta 9510pies con ROP 30ft/hr, se circula y realiza viaje de calibración.
- Se vuelve a fondo y se inicia la perforación con bajos parámetros y se incrementa de a poco a poco sin observar mejora en el ROP.
- Geología confirma presencia de caliza hasta un 80% se varia WOB RPM GPM obteniendo bajo avance. A partir de 9580pies se observa incremento de ROP de 4ft/hr a 16ft/hr manteniéndose.

- A partir de 9585pies se nota un aumento del ROP y manteniéndose en 33ft/hr. Las muestras correspondientes 9538 -9607pies muestran volcánico gris oscuro a gris claro, de subblocosa a blocosa, textura terrosa. Se entra con precaución a la Caliza A con un ROP promedio de 30 ft/hr. Se perfora hasta 9841pies punto de casing de la sección de 12.25. Se realiza viaje de calibración.

4.2.13 BHA #13

Se continuara manteniendo verticalidad por toda la sección interceptando los objetivos U Inferior (secundario), T Inferior (Principal) y Hollín Superior (secundario). A 8481 pies se realiza prueba de las herramientas de fondo con 500 GPM y 2100 psi pero no se detecta pulsos en superficie. Se prueba con 550 GPM y 600 GPM sin éxito. Se revisa transductores y se encuentran en buen estado. Se decide sacar a superficie BHA # 13, debido a problemas de falla de comunicación de las herramientas LWD.

4.2.14 BHA #14

- La perforación con este BHA inició en 9841 pies y se vio caracterizada por la presencia de alto torque durante todo el intervalo, La característica mas predominante fue la presencia de alarmas de vibración (Whirl, torsional resonance, lateral shock, stick slip). Existe falla de sensor de resistividad y deja de registrar a 10350 pies.

- A la profundidad de 10393 pies se decide sacar BHA # 14 para colocar reductores de torque en la sarta de perforación y remplazar el sensor de resistividad.

4.2.15 BHA # 15

- Se arma BHA direccional con broca PDC de 8 ½, con registros LWD, se baja a perforar desde 10,393, perforando 100% rotando hasta alcanzar la profundidad total propuesta por geología de 10,688 pies MD, llegando a los objetivos arenisca T Inferior (objetivo primario) a 10.288 pies y la arenisca Hollín Superior (objetivo secundario) a 12.125 pies, de la curva planeada, cumpliendo así los 25 pies de tolerancia propuestos por la operadora.

NOTA:La profundidad total propuesta es de 10,676.41' MD/10,321.41' TVD, donde se asentara el revestimiento de 7".

CAPITULO V

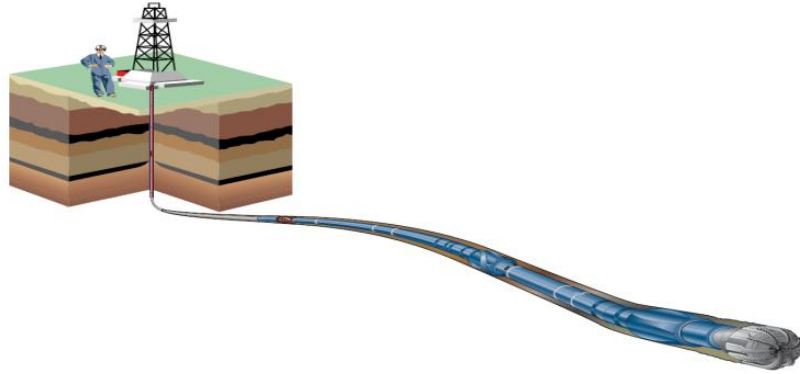
5.1 CONCLUSIONES

- Se ha determinado la utilización de BHA de acuerdo a las diferentes formaciones, tomando en cuenta los diferentes parámetros geológicos evitando problemas al perforar.
- Las brocas utilizadas para la perforación según la estratigrafía como PDCs y Tricónica difieren de las brocas utilizadas para la destrucción de los zapatos, tapones y cemento ya que deben tener la capacidad de moler y enviar junto con el lodo de perforación los residuos del mismo.
- Se utiliza centralizadores, dos por cada junta en los intervalos U, T y Hollín Superior para lograr un flujo uniforme alrededor de la tubería.
- La utilización de las píldoras es un método eficiente en cada sección perforada esto ayuda a la eficiencia del ensamblaje de fondo.

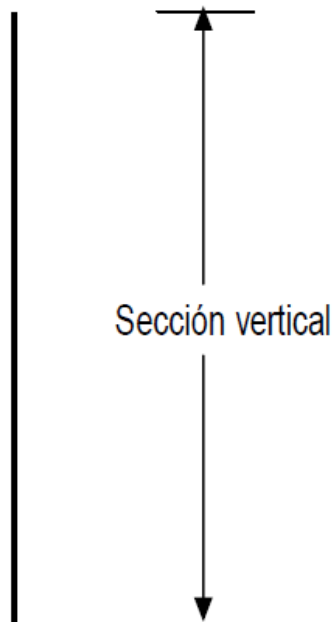
5.2 RECOMENDACIONES

- No se debe de comprometer la seguridad de la operación y vida productiva del pozo por economizar en el diseño del mismo
- Al inicio de las perforaciones se debe iniciar con bajo caudal para evitar fracturar formaciones superficiales no consolidadas, mediante se gane profundidad se debe ir aumentando el caudal.
- Una vez superados los 1000 ft trabajar con el máximo galonaje posible y crear turbulencia en la broca para aumentar la limpieza y el ROP.
- En la perforación de debe bombear píldoras dispersas cada dos paradas ya que esto ayuda a mantener una buena limpieza de la broca en la formación tena.
- Controlar las revoluciones totales y el peso sobre La broca al atravesar Basal Tena, el cuerpo volcánico y la caliza A, para evitar el desgaste prematuro de la estructura de corte
- Se debe controlar en las formaciones calizas para poder aplicar parámetros adecuados en la broca y obtener altos ROPS, ayudando a evitar desgastes severos en la broca.
- Una vez perforada la sección que va a ser revestida por el liner de producción, se debe de repasar el hoyo para asegurar que el liner llegue hasta la profundidad deseada sin problemas.

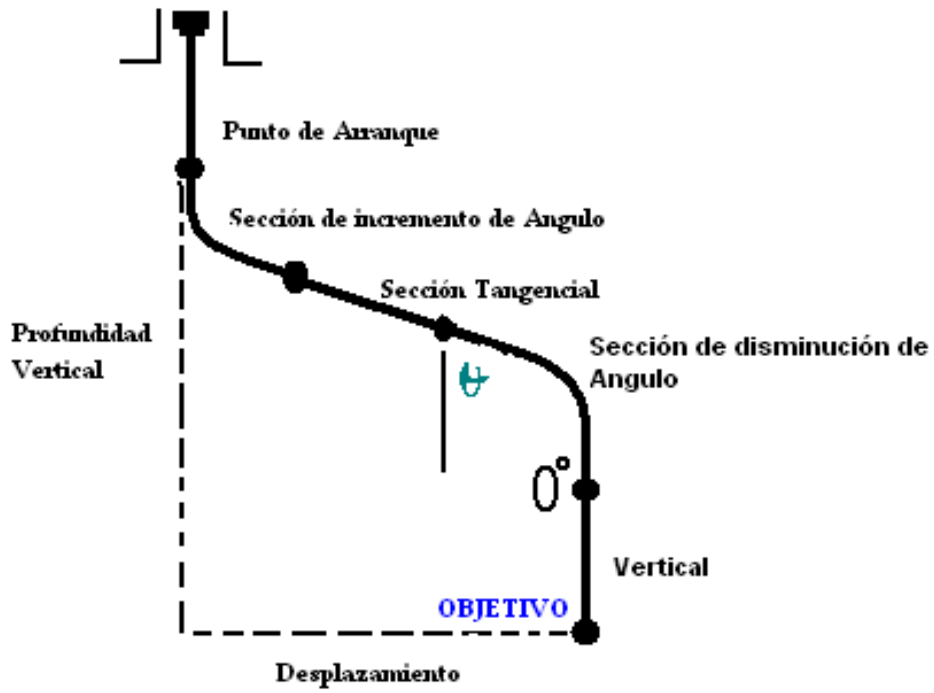
ANEXOS



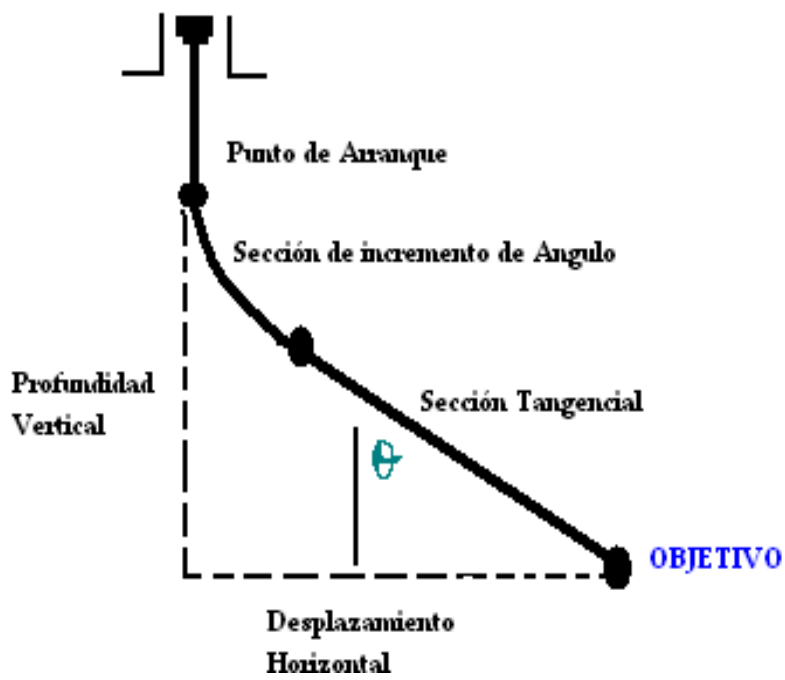
Anexo 1.
Fig. 1. Perforación direccional
Fuente: bibliográfica



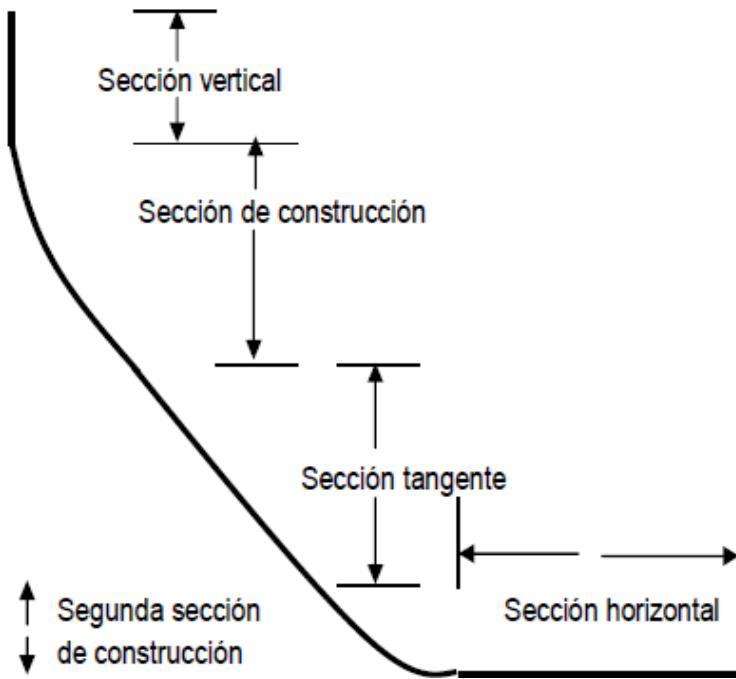
Anexo 2.
Fig. 2. Pozos verticales
Fuente: Bibliografía



Anexo 3.
 Fig. 3. Pozos tipo S
 Fuente: Bibliografía



Anexo 4.
 Fig. 4 Pozos tipo J
 Fuente: Bibliografía



Anexo 5.
 Fig. 5. Pozos horizontales
 Fuente: Bibliografía



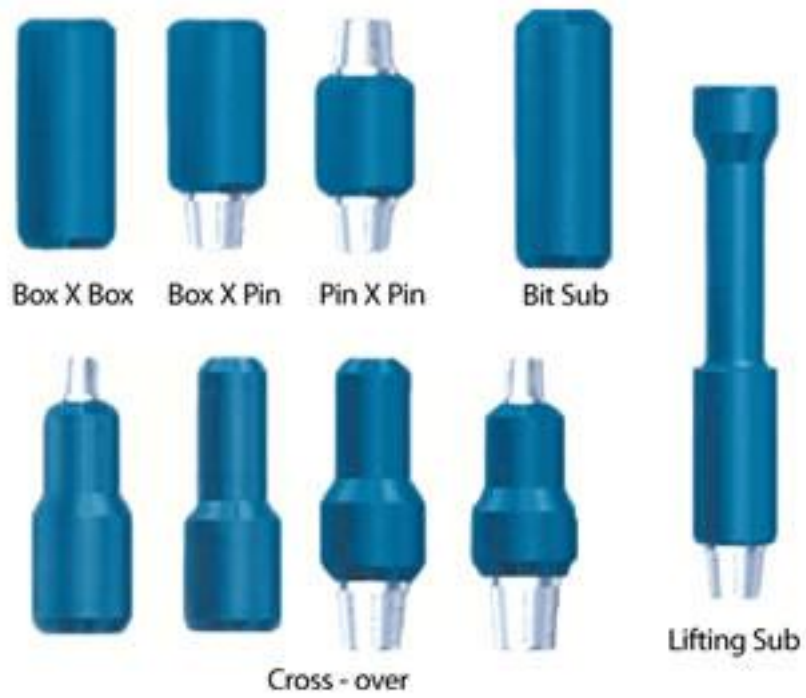
Anexo 6.
 Fig. 6. Drill Pipe
 Fuente: Bibliografía



Anexo 7.
Fig. 7. Heavy Weight Drill Pipe
Fuente: Bibliografía



Anexo 8.
Fig. 8. Drill Collar
Fuente: Bibliografía



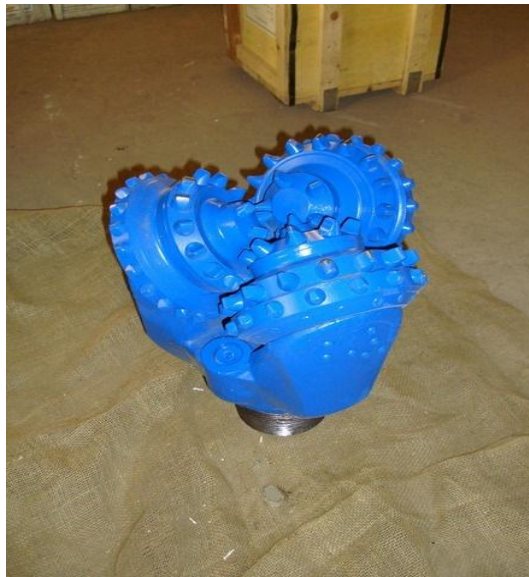
Anexo 9.
 Fig. 9. Cross Over
 Fuente: Bibliografía



Anexo 10.
 Fig. 10. Brocas
 Fuente: Bibliografía



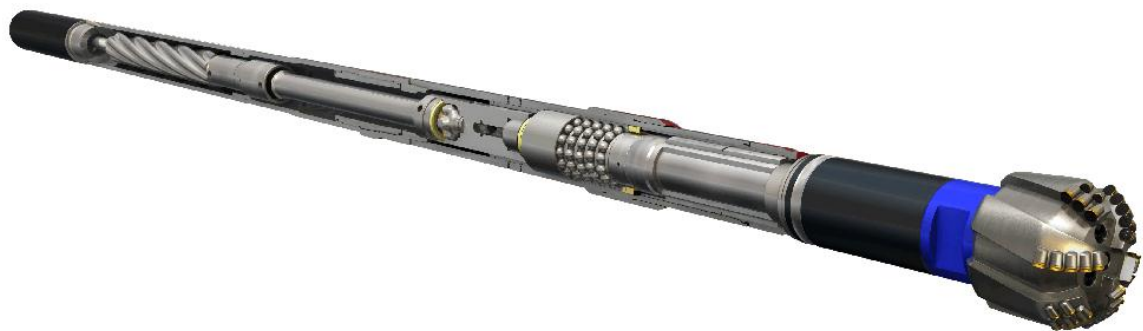
Anexo 11.
Fig. 11. Brocas PDC
Fuente: Bibliografía



Anexo 12.
Fig. 12. Brocas Triconicas
Fuente: Bibliografía



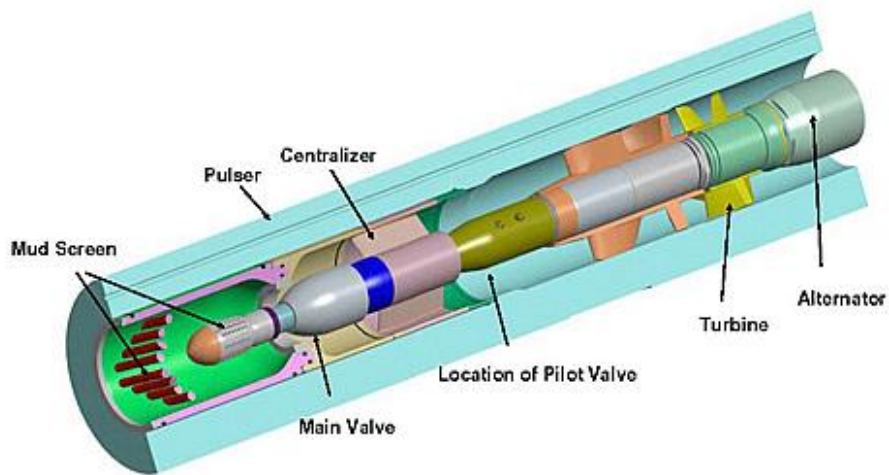
Anexo 13.
Fig. 13. Estabilizadores
Fuente: Bibliografía



Anexo 14.
Fig. 14. Mudmotors
Fuente: Bibliografía



Anexo 15.
Fig. 15. DrillingJars
Fuente: Bibliografía



Anexo 16.
Fig. 16. MWD
Fuente: Bibliografía

Anexo 17.


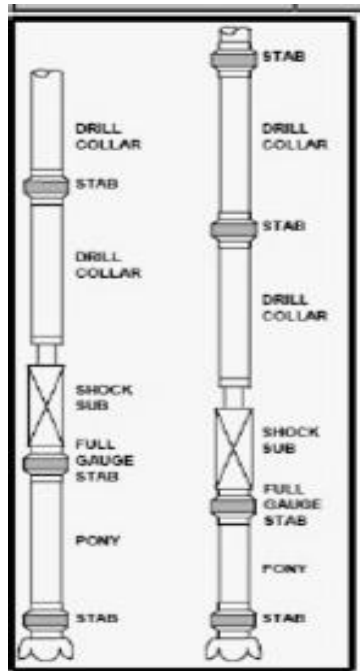
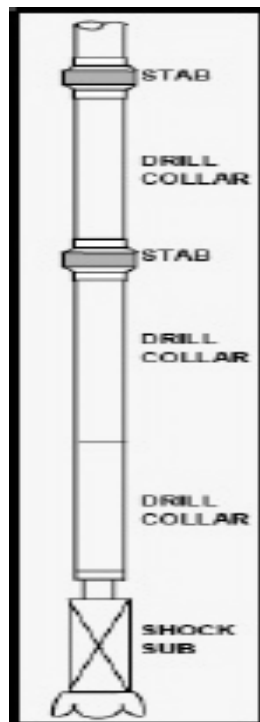
String Components							
Item	#	Component	Gauge OD in	OD in	ID in	Length ft	Total Len ft
	11	Drill pipe		5	4.276	30.00	1013.64
	10	HWDP		5	3	60.00	983.64
	9	Jar		6 1/2	2 3/4	31.50	923.64
	8	HWDP		5	3	750.00	892.14
	7	Sub - X/O		7 3/4	3 3/4	3.00	142.14
	6	Drill collar		8	3	60.00	139.14
	5	NM Sub - filter		8 1/4	2 1/4	6.00	79.14
	4	MWD - NeviTrak		8 1/4	3	31.00	73.14
	3	Stab - string	11 3/4	8	2 13/16	6.00	42.14
	2	Motor - steerable	12 1/8	8	6.400	34.94	36.14
	1	Bit - PDC - fixed cutter	12 1/4	12 1/4		1.20	1.20

Fig. 17. Ensamblaje de fondo para perforación de pozos

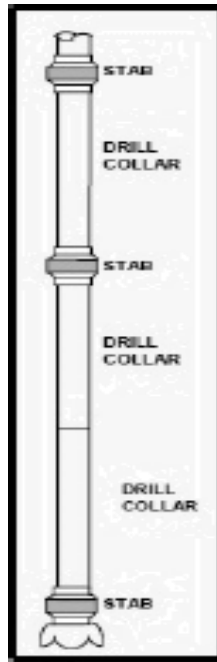
Fuente: Bibliografía



Anexo 18.
 Fig. 18. BHA para construir ángulo
 Fuente: Bibliografía



Anexo 19.
 Fig. 19. BHA para mantener ángulo
 Fuente: Bibliografía

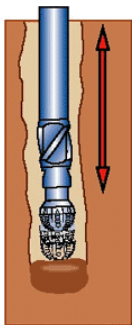


Anexo 20.

Fig. 20. BHA para tumbar ángulo

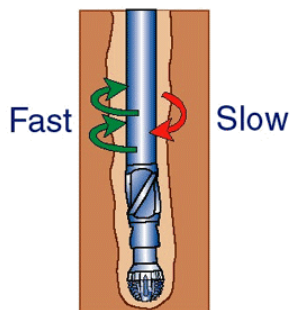
Fuente: Bibliografía

Bit Bounce



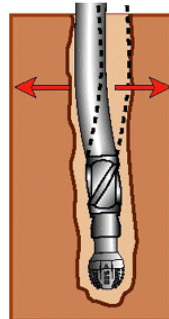
Axial

Stick-Slip



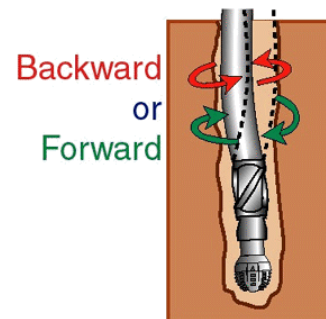
Torsional

Bending



Lateral

BHA Whirl

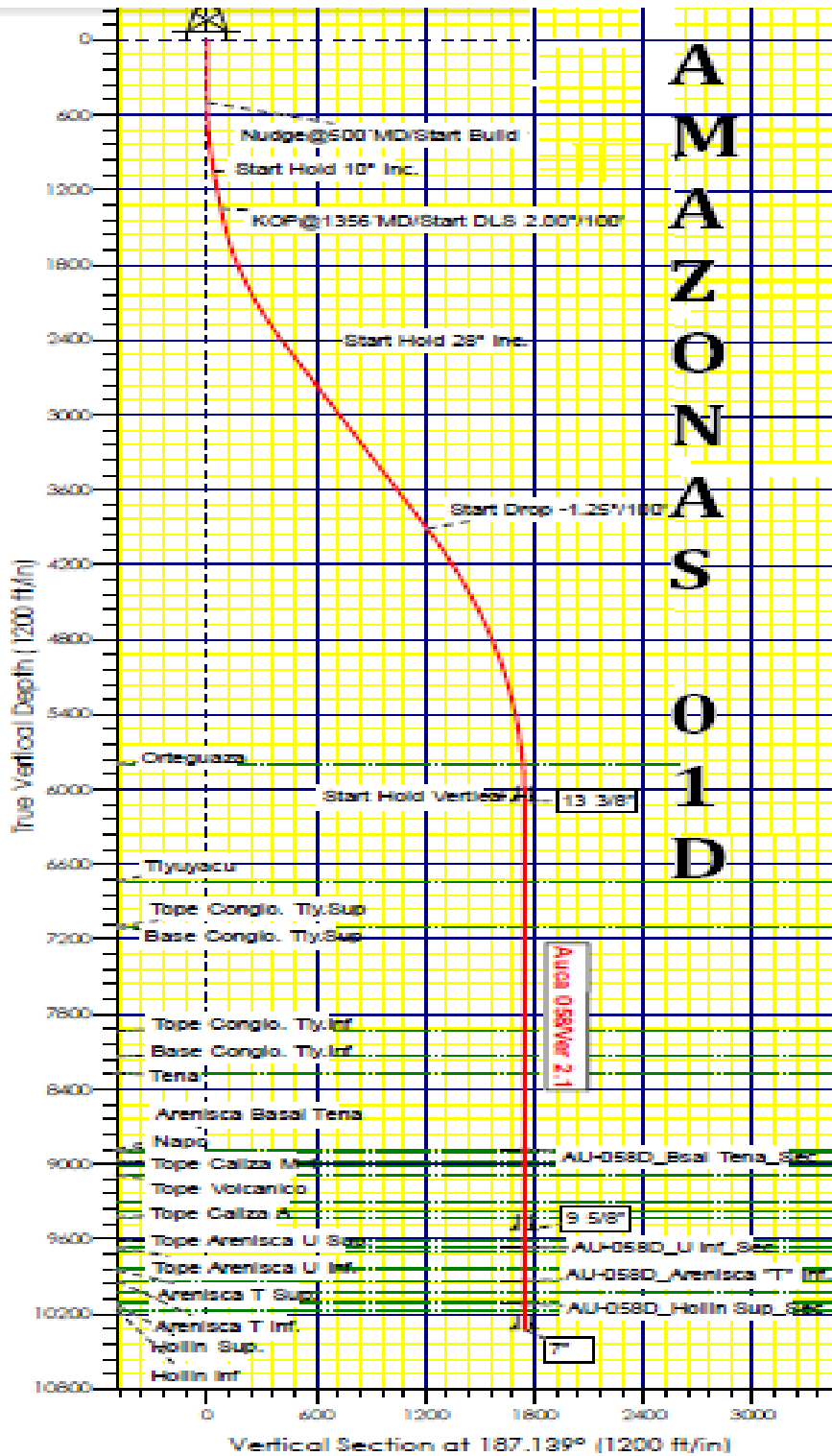


Eccentered

Anexo 21.

Fig. 21. Choques y vibraciones

Fuente: Bibliografía



ANEXO 22

Fig. 22. PLAN DE POZO AMAZONAS 01D

Fuente: Bibliográfica






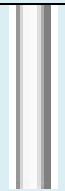

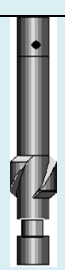


	BHA #2	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
10		20 x 5" HWDP	49.30	604.53
9		DrillingJar	92.21	30.44
8		21 x 5" HWDP	49.30	643.58
7		Cross Over Sub	147.22	3.55
6		UBHO Sub	141.90	1.93
5		8" DWD 1200 System	141.93	31.89
4		15" Integral Blade Stabilizer	149.18	6.33
3		Flex Float Sub on motor	86.61	3.01
2		9-5/8" SperryDrillLobe 3/4 - 6.0 stg	144.46	28.66
1		Broca PDC 16"	661.13	<u>1.32</u> 1355.24

Tabla 3. Componentes de BHA #2
Fuente: Bibliográfica





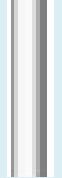

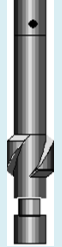


	BHA #3	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
9		20 x 5" HWDP	49.30	604.53
8		DrillingJar	92.21	30.44
7		21 x 5" HWDP	49.30	643.58
6		Cross Over Sub	147.22	3.55
5		8" DWD 1200 System	141.93	31.89
4		15" 1/2" Integral Blade Stabilizer	144.58	7.32
3		Flex Float Sub on motor	86.61	3.01
2		9-5/8" SperryDrillLobe 3/4 - 6.0 stg	144.46	28.66
1		Broca PDC 16"	661.13	<u>1.32</u> 1354.30

Tabla 4. Componentes de BHA #3
Fuente: Bibliográfica
















	BHA # 11	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
15		17x 5" HWDP	49.30	520.55
14		DrillingJar	92.21	30.10
13		12x 5" HWDP	49.30	368.22
12		Cross Over Sub	147.22	3.55
11		3x 8" Drill collar	150.00	88.81
10		8" SHOC DWD 1200 system	141.93	15.60
9		8" ALD Collar	162.92	16.30
8		8" CTN Collar	162.92	19.26
7		8" HCIM Collar	162.92	7.82
6		8" EWR P4 Collar	162.92	12.19
5		8" DGR Collar	162.92	7.11
4		12" Integral Blade Stabilizer	151.06	5.40
3		8" Flex Float Sub	108.34	4.07
2		8" SperryDrillLobe 6/7 - 5.0 stg	97.54	29.79
1		Broca PDC 12 1/4"	377.57	<u>1.00</u> 1129.77

Tabla 5. Componentes de BHA #11
Fuente: Bibliográfica
















	BHA# 12	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
15		17x 5" HWDP	49.30	520.55
14		DrillingJar	92.21	30.10
13		12x 5" HWDP	49.30	368.22
12		Cross Over Sub	147.22	3.55
11		3x 8" Drill collar	150.00	88.81
10		8" SHOC DWD 1200 system	141.93	15.60
9		8" ALD Collar	162.92	16.30
8		8" CTN Collar	162.92	19.26
7		8" HCIM Collar	162.92	7.82
6		8" EWR P4 Collar	162.92	12.19
5		8" DGR Collar	162.92	7.11
4		12" Integral Blade Stabilizer	144.10	6.63
3		8" Flex Float Sub	108.34	4.08
2		8" SperryDrill Lobe 4/7 - 5.3 stg	104.39	28.02
1		Broca PDC 12 1/4"	377.57	<u>1.00</u> 1129.24

Tabla 6. Componentes de BHA #12
Fuente: Bibliográfica


















	BHA #13	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
17		8 x HPDW	49.30	245.00
16		6 1/2" Drilling Jar	92.21	30.10
15		12 x HWDP	49.30	368.22
14		Cross Over Sub	97.86	3.48
13		3x 6 1/4" Drill collar	83.38	92.55
12		Cross Over Sub	99.83	3.60
11		6-3/4" SHOC DWD 650 System	99.83	15.58
10		6-3/4" BAT Compressional Collar	112.24	22.37
9		6-3/4" ALD Collar	112.09	12.31
8		6-3/4" CTN Collar	112.24	15.99
7		6-3/4" HCIM Collar	112.09	4.97
6		6-3/4" EWR P4 Collar	111.41	12.11
5		6-3/4" DGR Collar	112.09	6.70
4		8" Integral Blade Stabilizer	100.37	6.25
3		6.3/4" Flex float Sub	53.34	2.82
2		6- 3/4" SperryDrill Lobe 6/7 - 5.0 stg	67.81	24.35
1		8 1/2" Broca PDC	176.66	0.85 867.25

Tabla 7. Componentes de BHA #13
Fuente: Bibliográfica


















	BHA #14	COMPONENTES	Peso (lbs/ft)	Longitud(ft)
17		8 x HPDW	49.30	245.00
16		6 1/2" Drilling Jar	92.21	30.10
15		12 x HWDP	49.30	368.22
14		Cross Over Sub	97.86	3.48
13		3x 6 1/4" Drill collar	83.38	92.55
12		Cross Over Sub	99.83	3.60
11		6-3/4" SHOC DWD 650 System	99.83	15.58
10		6-3/4" BAT Compressional Collar	112.24	22.37
9		6-3/4" ALD Collar	112.24	14.54
8		6-3/4" CTN Collar	112.24	15.72
7		6-3/4" HCIM Collar	112.09	5.05
6		6-3/4" EWR P4 Collar	111.41	12.01
5		6-3/4" DGR Collar	112.09	6.42
4		8" Integral Blade Stabilizer	100.37	6.25
3		6.3/4" Flex float Sub	53.34	2.82
2		6- 3/4" SperryDrill Lobe 6/7 - 5.0 stg	67.81	24.35
1		8 1/2" Broca PDC	176.66	<u>0.85</u> 868.91

Tabla 8. Componentes de BHA #14
Fuente: Bibliográfica

BIBLIOGRAFÍA

- Applied Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX, 1991
- Leaders in Drilling Solutions, Baker Hughes Inteq, 1999
- Rules of thumb for the man on the rig, W. Murchison, 1994
- Lapeyrouse, Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1992
- Drilling Program and Geological Prognosis, Occidental Exploration and Production Company, 1994
- Perforación direccional edición 2, J. Dueñas, Guayaquil,
- <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/1191/1/CD-2033.pdf>, tesis Actualización de reservas y estimación de la producción de los campos Auca – Auca sur, J. Gavilanes, L. Torres, 2009
- http://www.infopetroleo.com/index.php?option=com_content&task=view&id=5&Itemid=1 componentes de la sarta de perforación