



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Diseño Del Programa De Brocas Requerido Para
Perforar El Pozo Direccional XD”

TESINA DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEOS

Presentada por:

Andrés Alexander González Macas

Manuel Humberto Jara Holguín

Luis Vicente Ramírez Peña

GUAYAQUIL – ECUADOR

2010

AGRADECIMIENTO

A Dios.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo y en especial al Ing. Alexis González, por su valiosa ayuda durante el desarrollo del mismo.

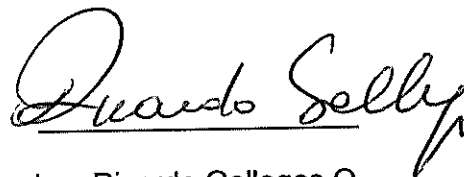
DEDICATORIA

A nuestros padres por su apoyo incondicional en todo momento ya que sin ustedes no hubiésemos logrado llegar hasta aquí.

A nuestros hermanos.

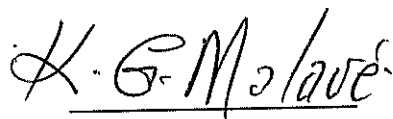
A toda nuestra familia.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Ricardo Gallegos O.", written in a cursive style.

Ing. Ricardo Gallegos O.

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Kléber Malavé T.", written in a cursive style.


Ing. Kléber Malavé T.

DIRECTOR DE TESINA


DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL"

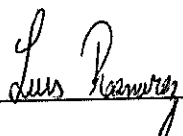
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Andrés González Macas



Manuel Jara Holguín



Luis Ramírez Peña

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla el diseño del programa de brocas requerido para perforar un pozo direccional, teniendo en cuenta que durante la planeación se deben seleccionar los tipos de brocas a utilizarse de acuerdo a las características de las formaciones y al perfil programado del pozo.

En la primera parte se revisan los fundamentos teóricos relativos a la broca con el objetivo de conocer sus características y aplicaciones para posteriormente hacer un correcto uso de ella.

Luego se efectúa un estudio detallado de la información preliminar de pozos vecinos, para que el programa represente un promedio del área. Basado en dicha información, el Ingeniero de diseño podrá llevar a cabo una selección inicial de las brocas.

Una vez seleccionadas se realiza el respectivo cálculo y la optimización de la hidráulica, que permitirá mejorar el rendimiento de cada broca con el fin de proponer el mejor programa para la perforación del pozo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	VII
ABREVIATURAS	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIII
ÍNDICE DE TABLAS	XV
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XVIII
INTRODUCCIÓN	XIX
CAPÍTULO 1	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1. Brocas	1
1.1.1. Principios	1
1.1.2. Tipos.....	2
1.1.3. Aplicación	14
1.1.4. Descripción de los mecanismos de Perforación	14
1.2. Perforación Direccional	16
1.2.1. Definición	16
1.2.2. Tipos de Pozos Direccionales.....	16

CAPÍTULO 2.....	18
2. INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA SELECCIÓN DE BROCAS ...	18
2.1. Descripción general del Pozo.....	19
2.2. Información de pozos vecinos.....	22
2.3. Perfil Direccional	27
2.4. Litología.....	33
2.5. Programa de Fluidos de Perforación.....	34
2.5.1. Fluidos de Perforación en la Selección de las Brocas	34
2.5.2. Principales Funciones de los Fluidos de Perforación	35
2.5.3. Propiedades estimadas del Lodo.....	35
2.6. Información del Taladro.....	38
2.6.1. Bombas de Lodos (Mud Pumps)	39
2.7. Parámetros operacionales	40
2.7.1. Torque	40
2.7.2. Peso sobre la Broca (WOB)	41
2.7.3. Tasa de penetración (ROP).....	41
2.7.4. Velocidad Rotaria (RPM)	42
2.7.5. Tasa de Flujo (Caudal)	42
2.7.6. Control de Parámetros en formaciones complejas (Conglomerados de Tiyuyacu)	43

CAPÍTULO 3.....	46
3. CÁLCULO Y OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA REQUERIDA POR LAS BROCAS	46
3.1. BHA de Fondo.....	46
3.2. Propiedades del lodo en la hidráulica de brocas	52
3.2.1. Densidad	52
3.2.2. Viscosidad Plástica (PV).....	53
3.2.3. Punto Cedente (YP).....	53
3.2.4. Resistencia de Gel (en libras por 100 pie ² , lb/100 pie ²).....	53
3.3. Surveys	54
3.3.1. Definición.....	54
3.3.2. Survey tomado del Pozo XD.....	55
3.4. Capacidad del Taladro	56
3.4.1. Presión	56
3.4.2. Caudal	57
3.5. Profundidad Programada y Objetivo (Target).....	57
3.5.1. Objetivo (Target).....	57
3.5.2. Tolerancia del objetivo.....	57
3.5.3. Profundidad programada	58
3.6. Parámetros Operacionales: ROP y RPM	59
3.7. TFA	59
3.8. HSI	60

CAPÍTULO 4.....	61
4. PROGRAMA RECOMENDADO DE BROCAS PARA PERFORAR EL POZO XD.....	61
4.1. Programa de Brocas	61
4.1.1. Especificaciones de las Brocas a utilizarse	66
4.2. Hidráulica	80
CAPÍTULO 5.....	82
5. COMPARACIÓN ENTRE EL PROGRAMA RECOMENDADO Y LA OPERACIÓN EJECUTADA EN EL POZO.....	82
5.1. Comparación entre lo Programado Vs Real	82
5.2. Análisis del Rendimiento de cada Broca	86
5.2.1. Sección Superficial	86
5.2.2. Sección Intermedia	87
5.2.3. Sección de Producción	90
CAPÍTULO 6.....	91
CONCLUSIONES	91
RECOMENDACIONES.....	94
ANEXOS.....	97
BIBLIOGRAFÍA.....	106

ABREVIATURAS

ANNULUS	Es el espacio entre la tubería de perforación y la pared del hueco o el interior del revestimiento
BHA	Ensamble de fondo
BOP	Preventor de reventones
CSG	Tubería de revestimiento
DC	Tubería de perforación pesada (lastrabarrena)
DLS	Severidad de la pata de perro
DP	Tubería de perforación
ECD	Límite de la densidad equivalente de circulación
GPM	Galones por minuto “caudal”
HSI	Índice de limpieza de los recortes en el anular
HWDP	Tubería de perforación extra pesada
IADC	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación
KOP	Inicio de la Curvatura en la Trayectoria del Pozo
LNR	Tubería colgada
LWD	Registrando mientras se perfora
MD	Profundidad medida en la trayectoria del hueco
MWD	Midiendo mientras se perfora
OBM	Lodo base aceite

PDC	Diamante policristalino compacto
PSI	Presión del fluido
PV	Viscosidad plástica
ROP	Tasa de penetración
RPM	Revoluciones por minuto
SPM	Estroques por minuto
SPP	Máxima presión de tubería vertical
TBG	Tubería de producción
TFA	Área total de flujo de las boquillas en la broca
TOOLFACE	Orientador de la herramienta
TVD	Profundidad medida desde la vertical
WOB	Peso sobre la broca
YP	Punto cedente

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 ESTRUCTURAS DE CORTE.....	3
FIGURA 1.2 BROCA TRICÓNICA PARA FORMACIONES DURAS	4
FIGURA 1.3 TIPOS DE COJINETES	5
FIGURA 1.4 CUERPO DE BROCA TRICÓNICA.....	5
FIGURA 1.5 PARTES DE UNA BROCA TRICÓNICA	6
FIGURA 1.6 BROCA DE CORTADORES FIJOS (PDC)	9
FIGURA 1.7 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BROCA PDC.....	10
FIGURA 1.8 VISTA FRONTAL DE UNA BROCA PDC	10
FIGURA 1.9 CORTADOR PDC	11
FIGURA 1.10 FRACTURA DE LA ROCA POR CORTE.....	15
FIGURA 1.11 FRACTURA DE LA ROCA POR COMPRESIÓN.....	15
FIGURA 1.12 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES.....	16
FIGURA 2.1 CONFIGURACIÓN MECÁNICO PLANEADO	21
FIGURA 2.2 GRID	29
FIGURA 3.1 CONFIGURACIÓN BHA PARA LEVANTAR ÁNGULO.....	49
FIGURA 3.2 CONFIGURACIÓN BHA PARA DISMINUIR ÁNGULO	50
FIGURA 3.3 CONFIGURACIÓN BHA PARA MANTENER ÁNGULO.....	51
FIGURA 3.4 BHA DE ESTABILIZACIÓN.....	52

FIGURA 4.1 BROCA TRICÓNICA DE 26" GTX-CG1.....	66
FIGURA 4.2 BROCA TRICÓNICA DE 16" GTX-C1.....	68
FIGURAS 4.3 BROCA PDC DE 16" HCD605.....	70
FIGURAS 4.4 BROCA PDC DE 12 1/4" HCD605X	72
FIGURA 4.5 BROCA TRICÓNICA DE 12 1/4" MXL – CS20DX1.....	74
FIGURAS 4.6 BROCA PDC DE 12 1/4" HC604S	76
FIGURAS 4.7 BROCA PDC DE 8 1/4" HCM506Z	78

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1	8
CÓDIGO IADC PARA BROCAS TRICÓNICAS	
TABLA 1.2	13
CÓDIGO IADC PARA BROCAS PDC	
TABLA 2.1	24
PARÁMETROS UTILIZADOS EN POZO VECINO YD	
TABLA 2.2	27
GEOLOGÍA ESTIMADA PARA EL POZO XD	
TABLA 2.3	38
INFORMACIÓN DEL TALADRO	
TABLA 2.4	39
INFORMACIÓN DE LAS BOMBAS	
TABLA 2.5	43
PARÁMETROS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN ESTIMADOS PARA EL POZO XD.	
TABLA 3.1	54

EFFECTO DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES DEL LODO EN LA HIDRÁULICA DE BROCAS	
TABLA 3.2	55
DATOS TOMADOS EN EL SURVEY DEL POZO XD	
TABLA 3.3	56
DATOS CALCULADOS A PARTIR DEL SURVEY	
TABLA 3.4	57
CAUDALES RECOMENDADOS PARA LAS DIFERENTES SECCIONES DEL POZO	
TABLA 3.5	58
DATOS GEOGRÁFICOS DEL TARGET	
TABLA 3.6	58
PROFUNDIDAD PROGRAMADA PARA CADA BROCA	
TABLA 3.7	59
PARÁMETROS ROP Y RPM	
TABLA 4.1	62
PARÁMETROS DE BROCAS RECOMENDADOS	
TABLA 4.2	80
HIDRÁULICA BROCA 12-1/4" @ 8363'	
TABLA 4.3	81
HIDRÁULICA BROCA 8 1/2" @ 10785'	

TABLA 5.1	82
SURVEYS DEL POZO XD	
TABLA 5.2	84
PARÁMETROS OPERACIONALES	
TABLA 5.3	84
TIEMPO DE PERFORACIÓN (BROCAS)	

ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO 2.1 PERFIL DE POZOS VECINOS (VISTA EN PLANA).....	25
GRÁFICO 2.2 VISTA EN PLANTA POZO XD	31
GRÁFICO 2.3 PERFIL DEL POZO XD.....	32
GRÁFICO 2.4 CURVA DE PESO DE LODO VS PROFUNDIDAD	37
GRÁFICO 4.1 COMPARACIÓN ROP.....	63
GRÁFICO 4.2 TIEMPO DE PERFORACIÓN.....	64
GRÁFICO 4.3 CURVA DE DÍAS.....	65
GRÁFICO 5.1 PERFIL DIRECCIONAL POZO XD (REAL VS PROGRAMADO)	83
GRÁFICO 5.2 COMPARACIÓN TIEMPO PROGRAMADO VS REAL	85

INTRODUCCIÓN

El método rotatorio de perforación de un pozo implica necesariamente el empleo de una broca, que es la herramienta clave para el ingeniero de perforación. Su correcta selección y las condiciones óptimas de operación son dos premisas esenciales para lograr éxito en el proceso.

En la actualidad existe gran variedad de brocas fabricadas por varias compañías para diferentes tipos de trabajo. Por ello, el ingeniero debe examinar adecuadamente las condiciones de la formación que se pretende perforar y el equipo disponible.

Este estudio muestra los fundamentos del diseño de un programa de brocas que el ingeniero en perforación debe dominar, con el fin de entender los requerimientos y procedimientos operativos, para lograr una adecuada selección del plan de brocas.

CAPÍTULO 1

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1. Brocas

Es la herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación y se utiliza para triturar y/o cortar las formaciones del subsuelo durante el proceso de perforación.

1.1.1. Principios

Durante la perforación, las brocas funcionan bajo un principio esencial: vencer los esfuerzos de corte y de compresión de la roca. Para cumplir este propósito los dientes de la broca, en el caso de la tricónica, deben incrustarse en la formación y posteriormente cortarla cuando se desplaza dentro de la misma. En el tipo PDC el proceso se cumple mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la broca que vencen la resistencia de la formación. Por esta razón se distinguen dos tipos fundamentales de brocas: de dientes y de arrastre.

El trabajo de la broca dependerá del tipo y características de la roca que se desea cortar, principalmente en función de la dureza, factor que resulta importante para clasificar las brocas.

1.1.2. Tipos

Los tipos de broca más utilizados para la perforación de pozos petroleros en nuestro país, se clasifican de la siguiente manera:

Brocas Tricónicas

Están formadas por tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían de acuerdo con la estructura de corte, pueden tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno y cambiar en función de su sistema de rodamiento. Las brocas tricónicas constan de tres componentes:

- La estructura de corte o conos.
- Cojinetes.
- Cuerpo de la broca.

La Estructura de Corte o Conos

Las brocas tricónicas emplean dos tipos de estructura de corte:

Dientes de Acero (ST): Se fabrican a partir de piezas forjadas de aleación de acero con níquel, molibdeno y cromo. Las brocas con dientes de acero son las más económicas; cuando se usan apropiadamente pueden perforar por varias horas y se diseñan para trabajar en formaciones blandas, medias y duras.

Dientes con Insertos de Carburo de Tungsteno (TCI): En estas brocas el fabricante introduce insertos duros de Carburo de Tungsteno aplicando presión en huecos perforados en el cono de la broca. Su tiempo de vida útil es mayor debido a que el Carburo de Tungsteno es más resistente al desgaste durante la perforación que el acero. Este tipo perfora desde formaciones blandas, medianas, hasta muy duras.

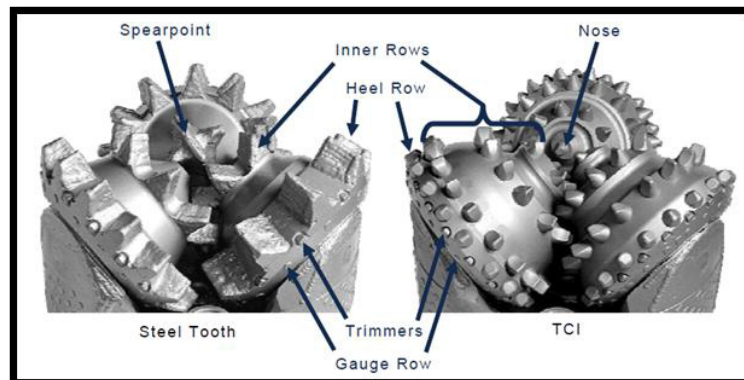


FIGURA 1.1 ESTRUCTURAS DE CORTE



FIGURA 1.2 BROCA TRICÓNICA PARA FORMACIONES DURAS

En general, la estructura de corte está montada sobre los cojinetes, que rotan sobre pernos y constituyen una parte fundamental del cuerpo de la broca.

Cojinetes

Permiten a los conos girar alrededor del cuerpo de la broca. Se clasifican en dos tipos principales:

Cojinete a rodillos: posicionados de tal forma que soporten la carga radial.

Cojinete a fricción (journal): es un perno sólido unido a la superficie interna del cono que se convierte en el principal elemento del cojinete que soporta la carga radial.

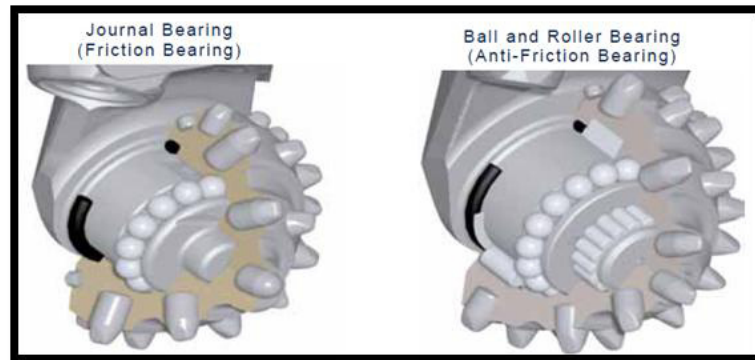


FIGURA 1.3 TIPOS DE COJINETES

Cuerpo de una Broca

Uno de los propósitos del cuerpo de la broca es dirigir el fluido de perforación para lograr una limpieza más efectiva en el fondo del pozo. Anteriormente, los orificios en el cuerpo estaban ubicados para dirigir el fluido de perforación de forma tal que limpiaban los conos de la broca. En la actualidad, la mayoría de las brocas son del tipo a chorro, donde el fluido apunta hacia el fondo del pozo.

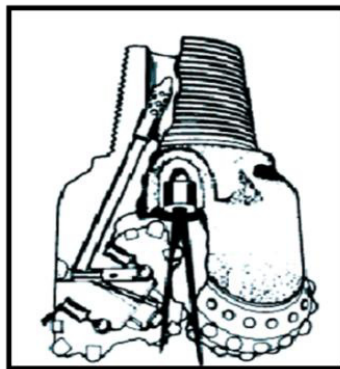


FIGURA 1.4 CUERPO DE BROCA TRICÓNICA

El Cuerpo de la Tricónica consiste de:

- Una conexión roscada que une la broca con la tubería de perforación.
- Tres ejes para los cojinetes en donde van montados los conos.
- Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.
- Los orificios a través de los cuales el fluido de perforación limpia y transporta del fondo los recortes.

La siguiente figura muestra las partes constitutivas de una broca tricónica.

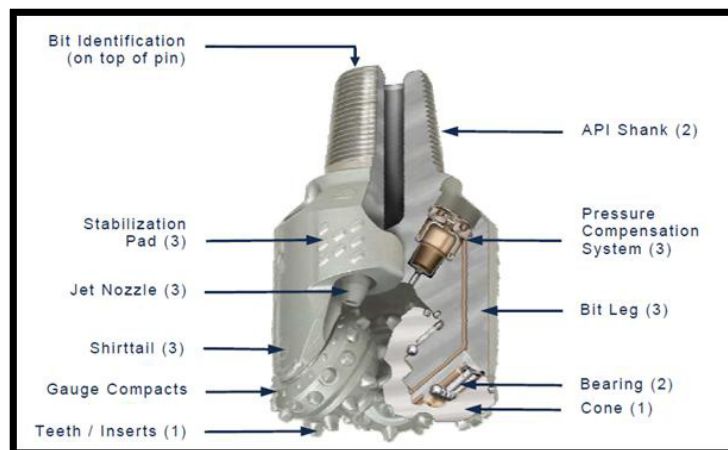


FIGURA 1.5 PARTES DE UNA BROCA TRICÓNICA

El Código IADC para Brocas Tricónicas

La Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) ha desarrollado un sistema estandarizado para clasificar las brocas tricónicas y evitar que exista confusión entre los tipos de brocas equivalentes en relación con los distintos fabricantes. Para este propósito se creó el sistema (código IADC) de clasificación de tres dígitos, que se explica en la siguiente tabla:

Brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalinos)

Las brocas PDC pertenecen al conjunto de brocas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos, que utilizan diamantes sintéticos. Los cortadores se diseñan y fabrican en forma de pastillas (compactas de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la broca, pero a diferencia de las de diamante natural su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las brocas tricónicas.

Por su diseño hidráulico y el de sus cortadores en forma de pastillas tipo moneda, actualmente este tipo de broca es la más usada para la perforación de pozos petroleros. También presenta ventajas económicas por ser reutilizables. Una desventaja son los problemas de acuñamiento en formaciones poco consolidadas y en pozos en donde se debe repasar el agujero debido a constantes derrumbes de la formación, situación que contribuye a que sean atrapadas más fácilmente que una tricónica.



FIGURA 1.6 BROCA DE CORTADORES FIJOS (PDC)

Componentes de la Broca con Cortadores PDC

La estructura de una broca de diamante se compone de tres partes: la estructura de corte, el cuerpo (también denominado corona) y la espiga (shank). Todas las brocas de diamante poseen esencialmente los mismos componentes pero distintos elementos de corte y sistemas hidráulicos. Cada parte tiene una serie de características que se aprecian en las siguientes figuras.

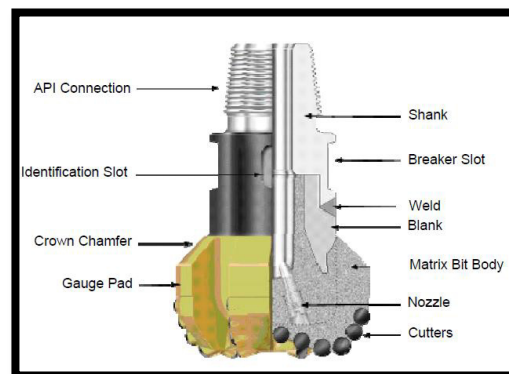


FIGURA 1.7 CORTE TRANSVERSAL DE UNA BROCA PDC

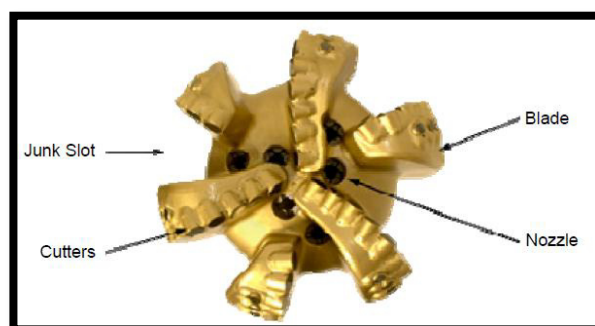


FIGURA 1.8 VISTA FRONTAL DE UNA BROCA PDC

Estructura de Corte

La estructura de corte de una broca PDC está constituida por diamantes sintéticos. El tipo de elemento de corte depende de la formación en la que se trabajará.

Cortadores PDC: Un cortador PDC consiste de una serie de diamantes sintéticos unidos a una base de carburo de tungsteno. Los cortadores PDC se sueldan a la broca después de haberse unido al cuerpo y su principal objetivo es obtener un cortador de mayor duración y más resistente al desgaste.

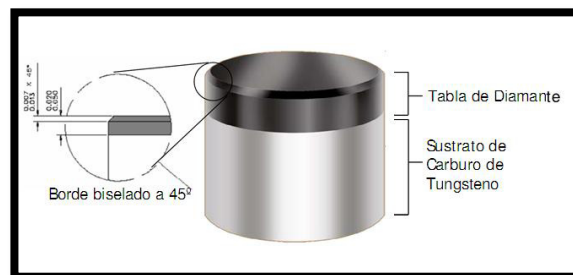


FIGURA 1.9 CORTADOR PDC

Cuerpo de una Broca con Cortadores PDC: Puede estar fabricado de acero o de carburo de tungsteno.

- **Cuerpo de Carburo de Tungsteno:** Consiste de una matriz hecha a partir de carburo de tungsteno en polvo, con una aleación de

níquel-cobre que actúa como aglutinante. La matriz protege y soporta los cortadores y define la dirección en que circulan los fluidos (incluyendo los conductos interiores) y las áreas de los canales de limpieza.

- **Cuerpo de Acero:** El material es un acero de alta aleación, que provee buena resistencia y elasticidad. Al finalizar el proceso de fabricación, la corona se suelda a la espiga y simultáneamente los cortadores se adhieren a la broca mediante soldadura. Dado que el acero ofrece resistencia a la abrasión y a la erosión mucho menor que la matriz de carburo de tungsteno, es necesario aplicar material duro (hardfacing) en zonas críticas del cuerpo, con el fin de prolongar su vida útil.

Espiga (Shank): Es la que vincula la broca con la sarta de perforación que se fabrica con acero de alto porcentaje de aleación tratado térmicamente.

El Código IADC para Brocas PDC

Similar que para las brocas tricónicas existe un código IADC para las brocas PDC, el cual se muestra a continuación.

TABLA 1.2
CÓDIGO IADC PARA BROCCAS PDC

1er CARACTER			2do CARACTER			3er CARACTER			4to CARACTER					
TIPO DE CORTADOR	MATERIAL DEL CUERPO	PERFIL DEL CUERPO			DISEÑO HIDRÁULICO			TAMAÑO Y DENSIDAD DE CORTADORES						
		ALTURA DEL FLANCO	ALTURA DEL CONO			DISTRIBUCION DE CORTADORES	TIPO DE ORIFICIO			TAMAÑO	DENSIDAD			
			Alta	Media	Baja		Toberas	Orificio fijo	Salida abierta		Alta	Media	Baja	
D	DIAMANTE NATURAL	MATRIZ	Alto	1	2	3	En Aletas	1	2	3	Grande	1	2	3
M	PDC	MATRIZ	Media	4	5	6	En Costillas	4	5	6	Mediano	4	5	6
S	PDC	ACERO	Bajo	7	8	9	No agrupados	7	8	9	Pequeño	7	8	9
T	TSP	MATRIZ	O = de doble centro o asimétrico			R = Flujo radial X = Flujo cruzado O = Otro			O = Impregnado					

1.1.3. Aplicación

Las Brocas Tricónicas

Están diseñadas para una amplia variedad de aplicaciones. Pueden perforar formaciones muy duras, muy abrasivas, blandas, plásticas, pegajosas y cualquier combinación de estas aplicando distintos parámetros operativos.

Las Brocas PDC

La dureza extrema y la alta conductividad térmica dan al diamante alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras, y en algunos casos formaciones suaves.

1.1.4. Descripción de los mecanismos de Perforación

Mecanismos de Corte de las Brocas PDC

El cortador PDC fractura la roca por corte. Durante esta acción la dirección de la carga y la fractura resultante son aproximadamente paralelas. A medida que el cortador penetra en la formación, la punta de este corta y remueve el material en forma de capas.

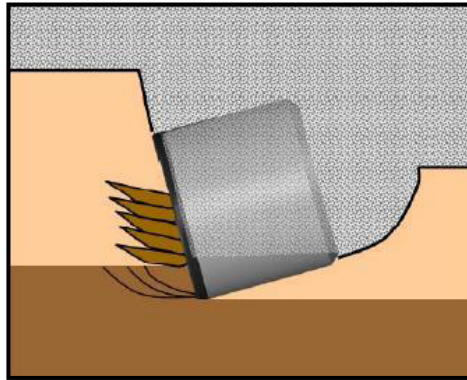


FIGURA 1.10 FRACTURA DE LA ROCA POR CORTE

Mecanismo de Corte de las Brocas Tricónicas

La broca tricónica perfora la roca por compresión (trituración). Cuando se tritura la formación, se ejerce una carga perpendicular a la roca dando lugar a una serie de fracturas que se propagan radialmente desde el punto de contacto hacia el radio del hueco.

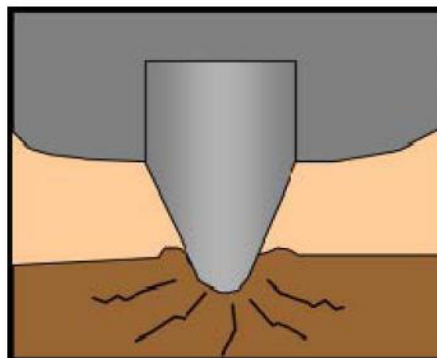


FIGURA 1.11 FRACTURA DE LA ROCA POR COMPRESIÓN

1.2. Perforación Direccional

1.2.1. Definición

Perforación direccional es la técnica que consiste en dirigir un pozo a través de una trayectoria predeterminada, para interceptar un objetivo (target) en el subsuelo.

1.2.2. Tipos de Pozos Direccionales

En general se pueden encontrar tres configuraciones:

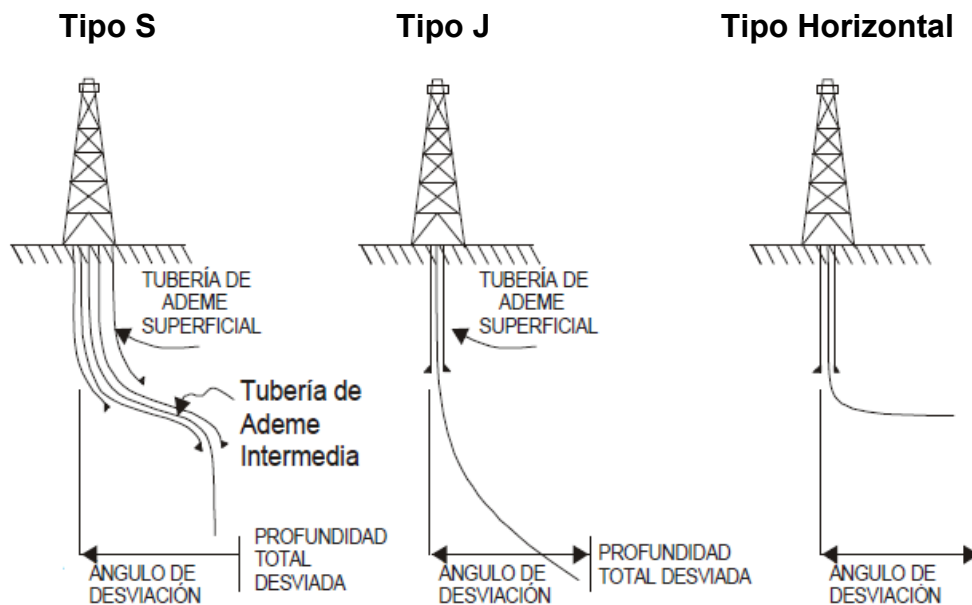


FIGURA 1.12 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Pozo Tipo S

Son pozos inicialmente perforados en sentido vertical; después se desvían siguiendo un determinado ángulo máximo que se mantiene hasta cierta profundidad, para entonces volver a la vertical, disminuyendo el ángulo, alcanzando el objetivo final.

Pozo Tipo J

También conocido como Curvo. Esta trayectoria es similar a la anterior con la diferencia de que no presenta la parte final correspondiente a la caída del ángulo. En este caso con el ángulo máximo de desviación construido desde la vertical a cierta profundidad se llega al objetivo final (target).

Pozo Horizontal

Esta configuración se diferencia de las anteriores en su parte final porque el ángulo de desviación con respecto a la vertical se construye desde cierta profundidad, a partir de la cual se va incrementando hasta llegar a los 90° de desviación de la vertical, alcanzando el sentido horizontal, de donde se deriva su nombre.

CAPÍTULO 2

2. INFORMACIÓN PRELIMINAR PARA SELECCIÓN DE LAS BROCAS

En la selección de la broca adecuada para perforar una determinada formación se deben analizar un gran número de variables que interactúan entre sí. Por esta razón es indispensable conocer:

- La evaluación del desgaste de las brocas previamente empleadas.
- Los rendimientos de las brocas obtenidos en pozos vecinos.
- Los registros geofísicos de pozos vecinos y del mismo pozo (si se tienen).
- El software especializado en cálculo y análisis para la selección (hidráulica).
- Las propiedades de los fluidos de perforación por emplearse en función de la broca elegida.
- La columna litológica de las formaciones a perforar.

2.1. Descripción general del Pozo

El pozo XD servirá para desarrollar el campo S y será perforado desde la plataforma "S1" con el objetivo de incorporar a la producción reservas de aproximadamente 1.3 MMBP. Se planea perforar un pozo tipo "J" **modificado**, cuyo objetivo primario es alcanzar **la Formación Hollín Inferior a 9928' TVD**, con un hueco de 8 ½".

Para lograr el objetivo, la configuración final del pozo será:

Primero se perforará verticalmente un hueco de 26" hasta 300', para asentar un revestidor conductor de 20" @ 300' MD.

Posteriormente se continuará perforando verticalmente un hueco de 16" hasta 2500' (KOP), desde donde se iniciará la perforación direccional, construyendo ángulo con un DLS de 1.5°/100', hasta alcanzar 28.00° de inclinación con un azimuth de 248° a 4367' MD; luego se continuará perforando tangencialmente hasta el final de la sección 100' por debajo del tope de la formación Ortegua. El revestidor de 13 3/8" será asentado @ 5757' MD.

Manteniendo inclinación y azimuth se perforará un hueco de 12 ¼", atravesando las formaciones Ortegua, Tiyuyacu, Conglomerado

Tiyuyacu y Tena, hasta 80' antes del tope de Basal Tena. El correspondiente revestidor de 9 5/8" será asentado @ 9303' MD.

Finalmente se perforará tangencialmente un hueco de 8 1/2', hasta 9414' MD donde se tumbará ángulo con un DLS de 1.5°/100' en la formación Napo. Luego se continuará perforando la formación Hollín Inferior (objetivo principal), hasta alcanzar la profundidad total del pozo a 10785' MD – 10050' TVD, donde se tendrá 7° de inclinación con un azimuth de 248°. El liner de 7" será asentado @ 10785' MD.

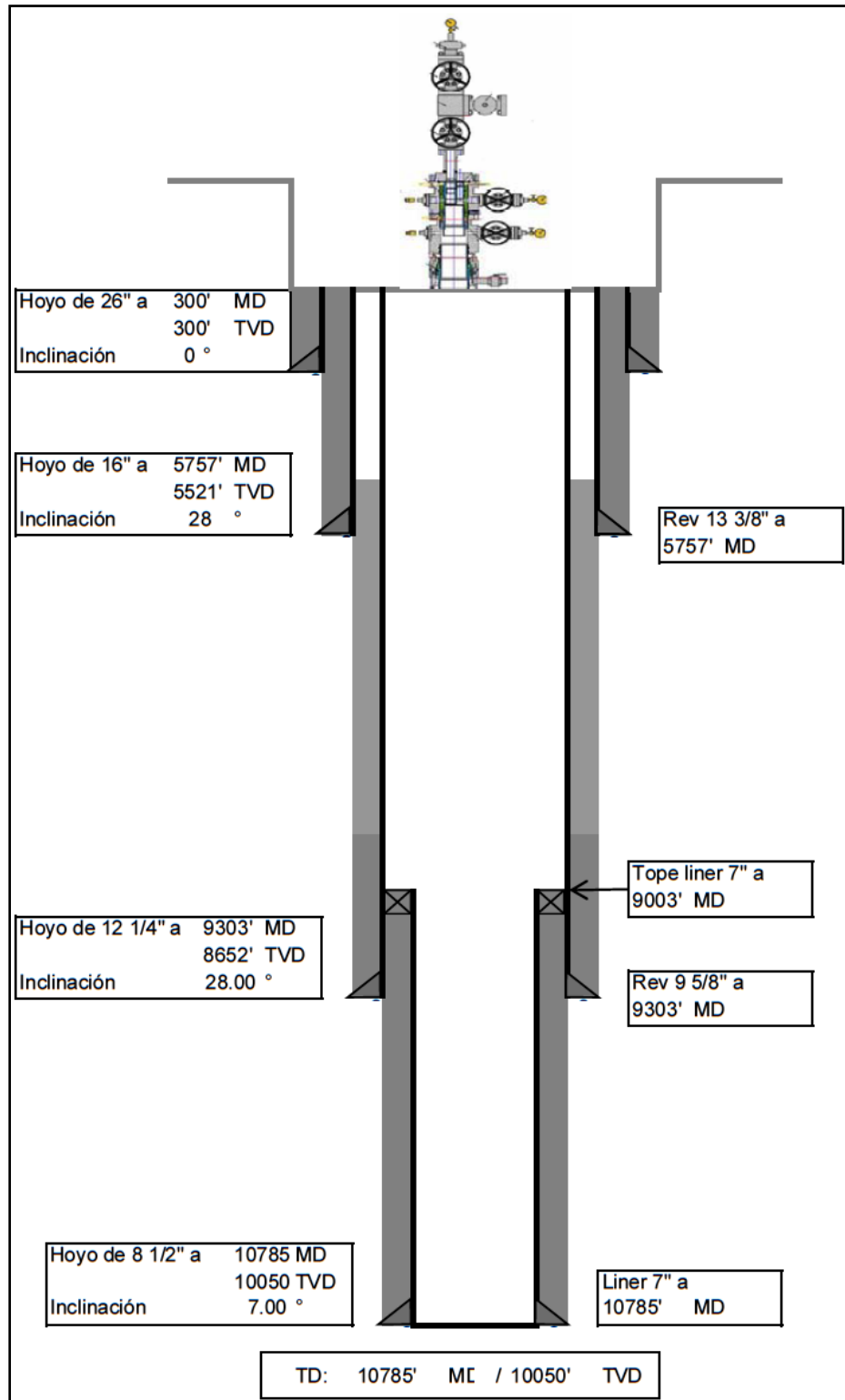


FIGURA 2.1 CONFIGURACIÓN MECÁNICO PLANEADO

La configuración final describe las siguientes etapas:

- a) Hueco de 26" hasta 300' MD, revestidor de 20", 94 #, K-55, BTC.
- b) Hueco de 16" hasta 5757' MD, revestidor de 13 3/8", 72 #, C-95, BTC.
- c) Hueco de 12 1/4" hasta 9303' MD, revestidor de 9 5/8", 47#, C-90, BTC.
- d) Hueco de 8 1/2" hasta 10785' MD, Liner de 7", 26 # N-80, BTC (200' Over Lap).

Para este pozo se estima un tiempo de duración de 28 días.

2.2. Información de pozos vecinos

Un análisis objetivo de los pozos de correlación (pozos offset) ofrece la oportunidad de comprender las condiciones en el fondo del pozo, las limitaciones en la perforación y en algunos casos la adecuada selección de brocas; también considerando los registros o récords de brocas y la información relacionada con el pozo a perforar.

Registro de brocas

En cada pozo se lleva un registro de las brocas utilizadas con la finalidad de conocer los detalles del trabajo cumplido en cada corrida, para

determinar los factores que mejoraron o redujeron el desempeño de la perforación y usarlos en una próxima corrida. Dichos factores son:

- Condición de la broca anterior que se corrió en el pozo, por ejemplo, broca nueva o reutilizada.
- Parámetros operacionales de la corrida anterior.
- Recomendaciones y observaciones sugeridas en la perforación de dichos pozos.

TABLA 2.1
PARÁMETROS UTILIZADOS EN POZO VECINO YD

No	Tamaño (in)	Tipo de Broca	Depth Out	GPM	WOB	RPM	ROP (ft/hr)	Comentario
1	26	GTX-CG1	288	340	2 - 15	70	35	La broca salió en calibre con sus conos efectivos y no presentó características de desgaste.
2	17½	GTX-CS1	470	500	10 - 18	100	56	La broca salió en calibre y presentó un desgaste normal en su estructura de corte WT y un mínimo daño en el extremo de la pata.
3	16	HCD605	3281	1000	4 -26	200	137	La broca salió en calibre y no presentó características de desgaste.
3R	16	HCD605	5840	880	6 - 22	60	66.89	La broca presentó un desgaste mínimo en los cortadores del gauge y sin desgaste en sus cortadores internos además se encuentra 1/16" fuera de calibre.
4	12¼	HCD605ZX	7547	500	2 - 28	40-50	49.75	En superficie muestra desgaste normal y algunos cortadores rotos, adicionalmente se encuentra en calibre.
5	12¼	MXL-CS20	7977	790	8-35	60- 70	23-45	En superficie muestra desgaste normal en la cresta de sus insertos de carburo de tungsteno, adicionalmente se encuentra en calibre.
6	12¼	HCD605	8830	790	10 - 20	60 -90	52	En superficie no muestra desgaste alguno en su estructura de corte, adicionalmente se encuentra en calibre.
7	8½	HCM506Z	10250	490	10 - 20	60- 80	50	En superficie muestra desgaste mínimo en su estructura de corte con algunos cortadores astillados, adicionalmente se encuentra en calibre.

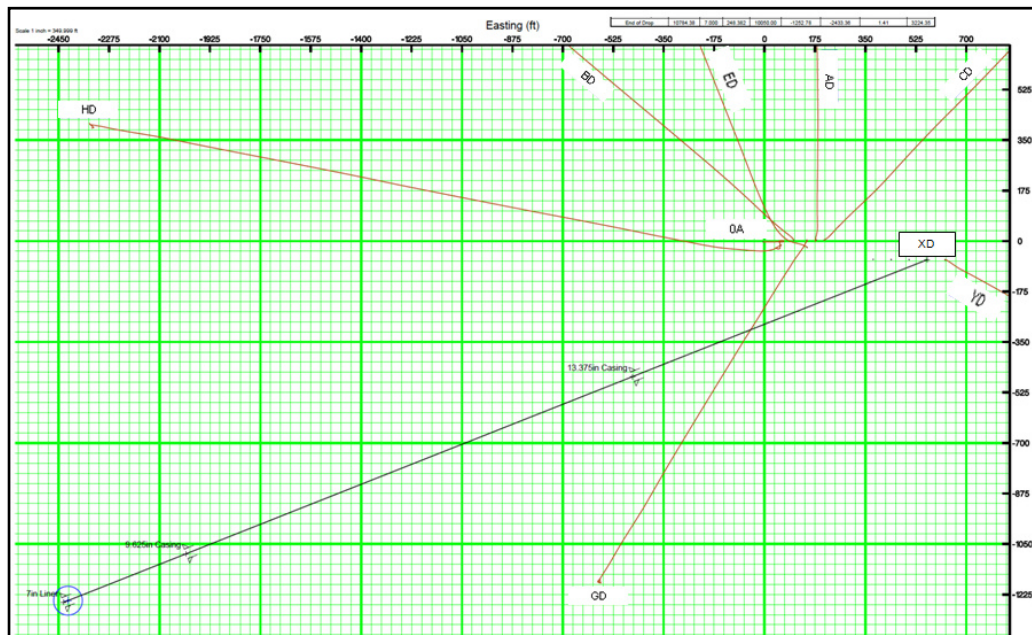


GRÁFICO 2.1 PERFIL DE POZOS VECINOS (VISTA EN PLANA)

Selección en función de las formaciones perforadas en pozos vecinos

Si se cuenta con buenos datos sobre las formaciones que deberán perforarse en el intervalo objetivo, se podrá seleccionar con mejor criterio la estructura óptima de corte y la densidad que requiere la aplicación, ya sea de broca tricónica o de diamante.

La siguiente lista resume los principales tipos de formaciones a perforarse en orden decreciente de dificultad. Las formaciones que se consideran aptas para utilizar brocas PDC son las que van del 1 a 7. En ciertas aplicaciones se pueden usar para perforar areniscas blandas (tipo 8) y

algunas evaporitas (tipo 9, 10 y 11). Las formaciones de tipo 12 o de mayor número no se recomienda perforar con brocas PDC.

- | | |
|------------------------------|----------------------|
| 1. Arcilla | 8. Arenisca |
| 2. Barro compacto (mudstone) | 9. Anhidrita |
| 3. Marla | 10. Caliza |
| 4. Evaporita | 11. Dolomita |
| 5. Yeso | 12. Conglomerado |
| 6. Lutita | 13. Horsteno |
| 7. Limo | 14. Rocas volcánicas |

Selección por medio de registros geofísicos de pozos vecinos

Los registros geofísicos de los pozos vecinos son una importante fuente de información de las características de las formaciones que se atraviesan. Existe una gran variedad de registros, cada uno diseñado para medir diferentes propiedades de las rocas.

Algunos de estos registros son utilizados cuando se evalúa principalmente una aplicación de la broca PDC. Los registros necesarios son: neutrones, rayos gamma, sínico y densidad.

VER ANEXO A (MASTERLOG POZO YD)

TABLA 2.2
GEOLOGÍA ESTIMADA PARA EL POZO XD

Formación	Profundidad MD (ft)	Profundidad TVD (ft)	Profundidad TVDSS (ft)
Orteguaza	5643.92	5421.14	-4506.14
Tiyuyacu	6505.81	6182.33	-5267.33
Congl. Tiyuyacu	7758.43	7288.25	-6373.25
Tena	8367.75	7826.33	-6911.33
Basal Tena	9393.86	8731.87	-7816.87
Napo	9408.59	8745.00	-7830.00
Tope Caliza M1	9736.76	9040.78	-8125.78
Tope Caliza M2	9984.38	9271.80	-8356.80
Base Caliza M2	10012.92	9298.93	-8383.93
Tope Caliza A	10077.14	9360.18	-8445.18
Base Caliza A	10148.32	9427.56	-8512.56
Tope U Superior	10170.22	9449.44	-8534.44
Tope U Inferior	10205.59	9482.69	-8567.69
Base U Inferior	10256.42	9531.70	-8616.70
Tope Caliza B	10341.13	9613.96	-8698.96
Tope T Superior	10369.95	9641.96	-8726.96
Tope T Inferior	10419.26	9690.09	-8775.09
Base T Inferior	10499.11	9767.97	-8852.97
Hollin Superior	10594.93	9862.48	-8947.48
Hollin Inferior	10639.64	9906.23	-8991.23
TD	10785.25	10050.0	-9135.00

2.3. Perfil Direccional

El tipo de pozo direccional es un criterio importante cuando se deben seleccionar las características de las brocas, ya sean tricónicas o de diamante. Una ventaja específica de las brocas de diamante es su gran alcance y sus posibilidades para perforar en sentido horizontal.

Dentro de los conceptos involucrados en el perfil direccional de un pozo se describen los siguientes:

Pata de perro (Dogleg).- Todos los pozos direccionales tienen patas de perro que es la curvatura total del pozo (la combinación de cambios en inclinación y dirección) entre dos puntos de registros direccionales. La pata de perro se mide en grados y se deben eliminar las de menor ángulo rimando el tramo correspondiente.

Severidad de la pata de perro (Dog Leg Severity).- Existe un cierto límite que una vez sobrepasado redonda en daños de la sarta de perforación o de revestimiento. Este límite se denomina “pata de perro permisible” y se define como los cambios de dirección e Inclinación entre un punto y otro del pozo. Generalmente se expresa en grados por cada 100 pies.

Inclinación (Drift).- Es el ángulo (en grados) entre la vertical y la tangente al eje axial del pozo en un determinado punto. Por criterio operativo, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

Azimuth (Dirección de Pozo).- En un determinado punto el azimuth es la dirección del pozo en un plano, medido en grados en sentido horario (0° - 360°) tomando el Norte como referencia.

Todas las herramientas magnéticas dan lecturas referidas al Norte Magnético; sin embargo las coordenadas finales son referidas al Norte verdadero o al Norte de Mapa (Grid North).

Norte Verdadero.- Es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la Tierra.

Norte GRID.- Es la dirección norte sobre un mapa. El norte Grid corresponde al norte verdadero solo en determinados meridianos.

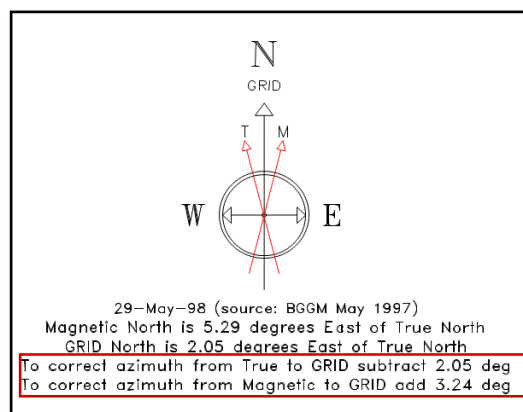


FIGURA 2.2 GRID

Punto inicial de la curvatura (KOP).-Es la profundidad del pozo donde se coloca la herramienta de deflexión y comienza la construcción direccional del pozo.

Profundidad vertical verdadera (TVD).- Es la distancia vertical desde superficie, hasta un punto determinado en la trayectoria del pozo. Se calcula conociendo el MD y la inclinación del hueco.

Profundidad medida (MD).- Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde la superficie hasta la profundidad actual. Permite conocer la trayectoria real del pozo.

Sección de construcción.- Es la parte del hueco desde donde aumenta el ángulo de inclinación.

Sección tangencial.- Es la parte del hueco donde el ángulo de inclinación y la dirección del pozo deben mantenerse constantes.

Sección de tumbado.- Corresponde a la parte del hueco donde el ángulo de inclinación disminuye.

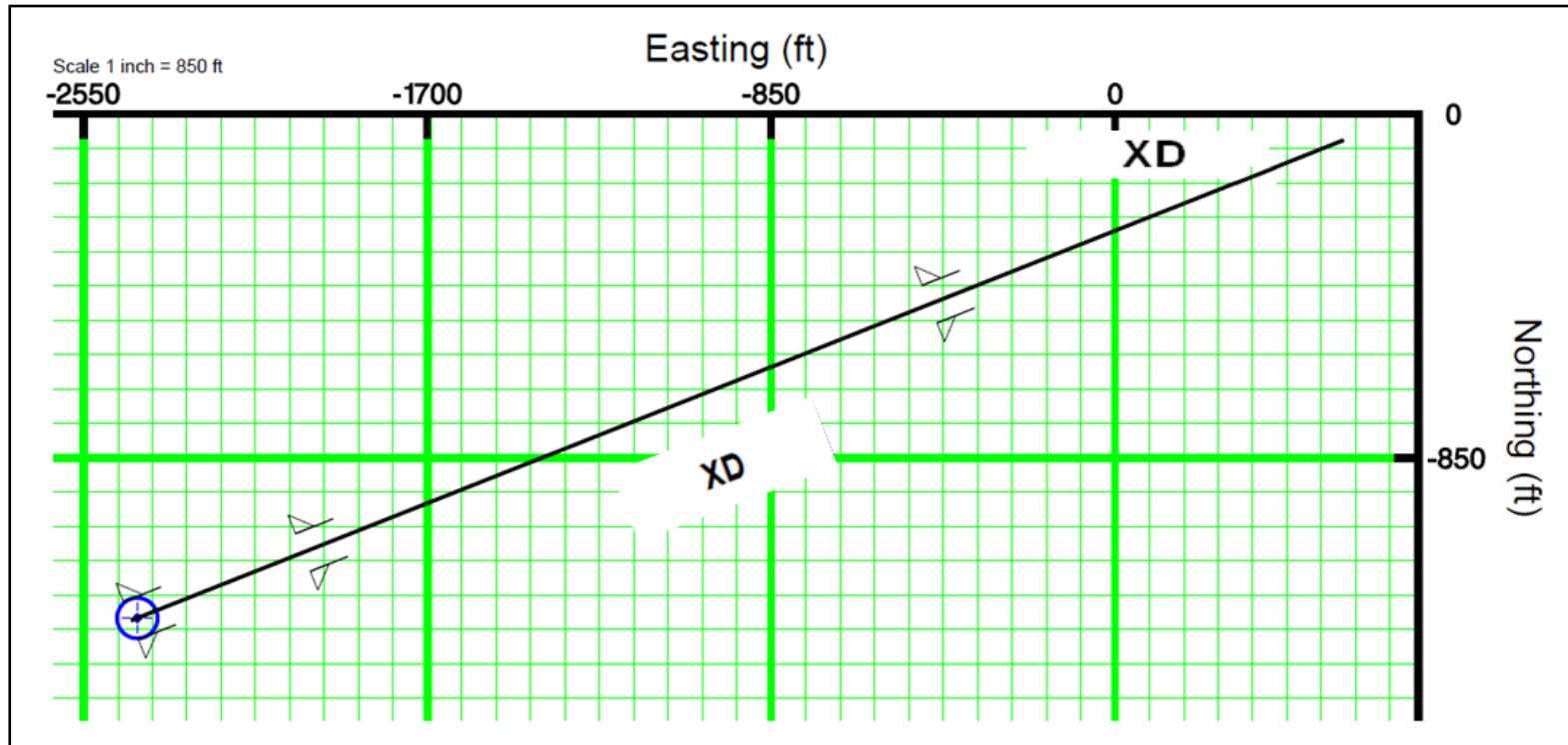


GRÁFICO 2.2 VISTA EN PLANTA POZO XD

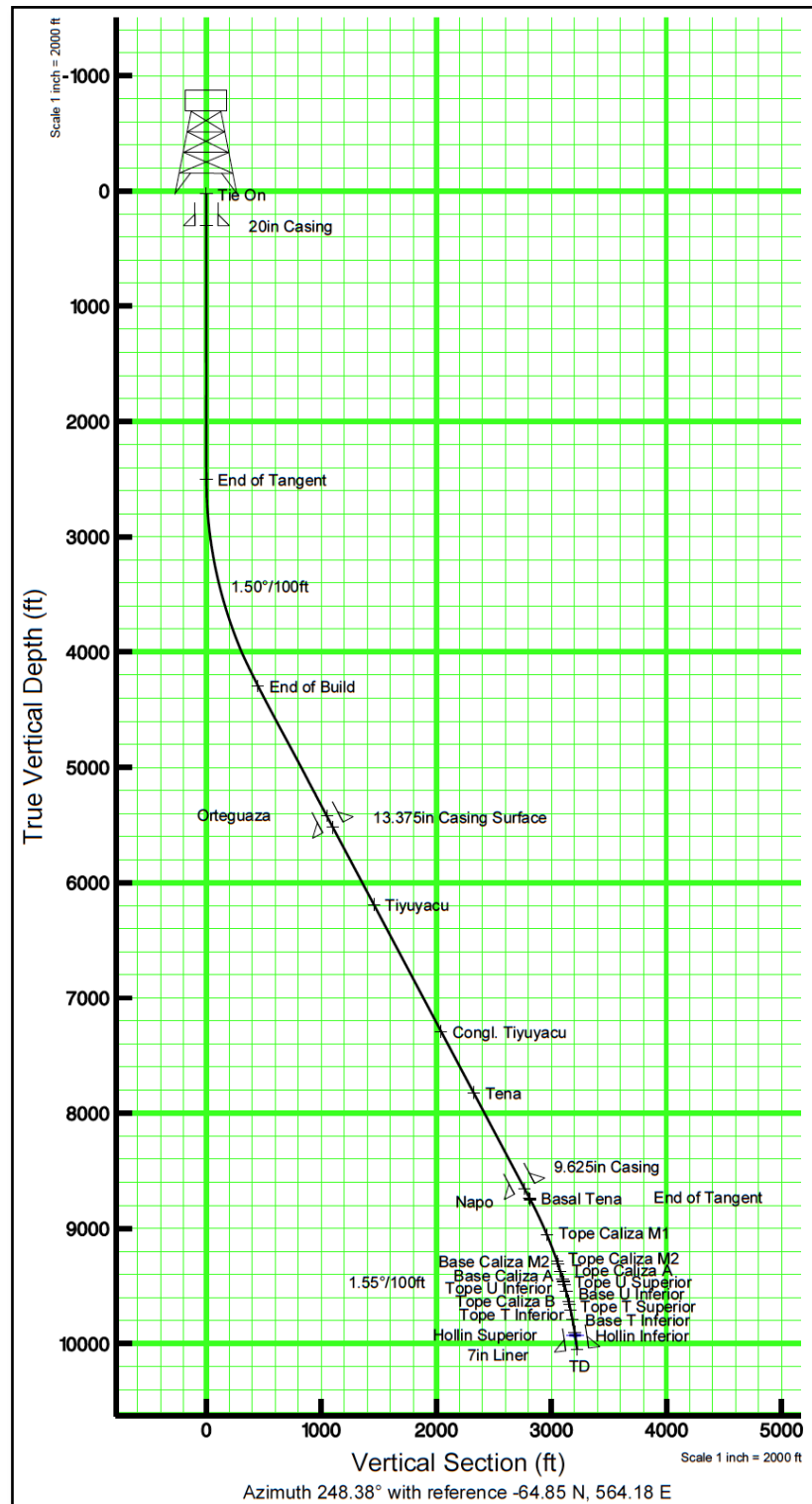


GRÁFICO 2.3 PERFIL DEL POZO XD

2.4. Litología

Por lo general, la información litológica es la primera que se necesita para establecer la mejor selección de brocas. El tipo de roca ayuda a determinar la forma de corte necesaria para vencer su resistencia: corte, surcado o molido, teniendo mayor importancia en la mecánica de corte de las brocas de diamante.

Características litológicas

Para las brocas de diamante indican la densidad requerida por los cortadores, la configuración hidráulica y permiten estimar la duración de la broca y su rata de penetración. Las principales características son:

De transición.- Indica cambios en la dureza de la formación del intervalo objetivo y provocará cargas disperejas en el perfil de la broca a través de la transición. En este medio se presentan vibraciones axiales, de torsión y laterales.

Homogeneidad.- Indica la consistencia de la formación. Permite más flexibilidad en la selección de brocas considerando las características agresivas de las mismas tal como menor densidad de los cortadores. En el caso de las tricónicas se las escoge de acuerdo a la dureza de la roca.

Interestratificación.- Se relaciona con las formaciones de transición y señala cambios en la litología del intervalo en estudio. Se debe considerar la selección de tipos específicos de cortadores o dientes, así como su calidad y densidad.

Fracturados o nodulares.- Es una situación de alto impacto, por lo cual no se recomiendan las brocas de diamante. Sin embargo, determinadas estructuras de corte, como las de diamante natural y las impregnadas pueden perforar eficazmente en estas formaciones.

2.5. Programa de Fluidos de Perforación

2.5.1. Fluidos de Perforación en la Selección de las Brocas

El fluido de perforación incide en la velocidad de penetración de la broca. La selección apropiada, el diseño y el mantenimiento de las propiedades del fluido de perforación, permitirá el empleo de una hidráulica adecuada que proporcionará limpieza eficiente tanto de la broca como del fondo del pozo, así como la definición óptima de la relación peso sobre la broca – velocidad de rotación, a fin de lograr adecuadas velocidades de penetración.

2.5.2. Principales Funciones de los Fluidos de Perforación

Se diseñan y seleccionan de acuerdo con las características de las formaciones que se va a perforar. Deben cumplir las siguientes funciones:

- Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación.
- Remover y transportar los recortes desde el fondo del hueco.
- Mantener la estabilidad del hueco
- Reducir la torsión, fricción y tendencias a pegaduras de las tuberías.
- Mantener e incrementar la velocidad de perforación.

Los lodos base aceite mejoran rendimiento en las estructuras de corte PDC y el rendimiento del diamante natural varía según la litología.

El fluido de perforación base agua presenta problemas principalmente en las arcillas, porque éstas en presencia de agua tienden a hincharse.

2.5.3. Propiedades estimadas del Lodo

Las principales propiedades para describir al lodo de perforación son:

- Peso del lodo,
- Viscosidad plástica,

- Punto cedente,
- Gel.

A continuación se presentan los valores estimados de las propiedades del fluido de perforación que se utilizarán en la corrida del programa hidráulico de brocas para las diferentes secciones del pozo XD,

Hueco de 26”

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del Lodo	Lpg	8.5 – 9.0
PV @ 120°F	cP	5 – 18
YP @ 120°F	lb/100ft ²	16 - 22
Geles	lb/100ft ²	5 – 15 / 12 - 19

Hueco de 16”

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del Lodo	Lpg	9.0 – 10.3
PV @ 120°F	cP	5 – 18
YP @ 120°F	lb/100ft ²	8 - 22
Geles	lb/100ft ²	5 – 15 / 12 - 19

Hueco de 12 1/4”

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del Lodo	Lpg	9.5 – 10.3
PV @ 120°F	cP	12 – 25
YP @ 120°F	lb/100ft ²	15 – 26
Geles	lb/100ft ²	4 – 8 / 12 - 19

Hueco de 8 1/2"

Propiedad	Unidades	Valor
Densidad del Lodo	Lpg	10.1 – 10.4
PV @ 120°F	cP	12 – 25
YP @ 120°F	lb/100ft ²	20 – 26
Geles	lb/100ft ²	8 – 12 / 14 – 19

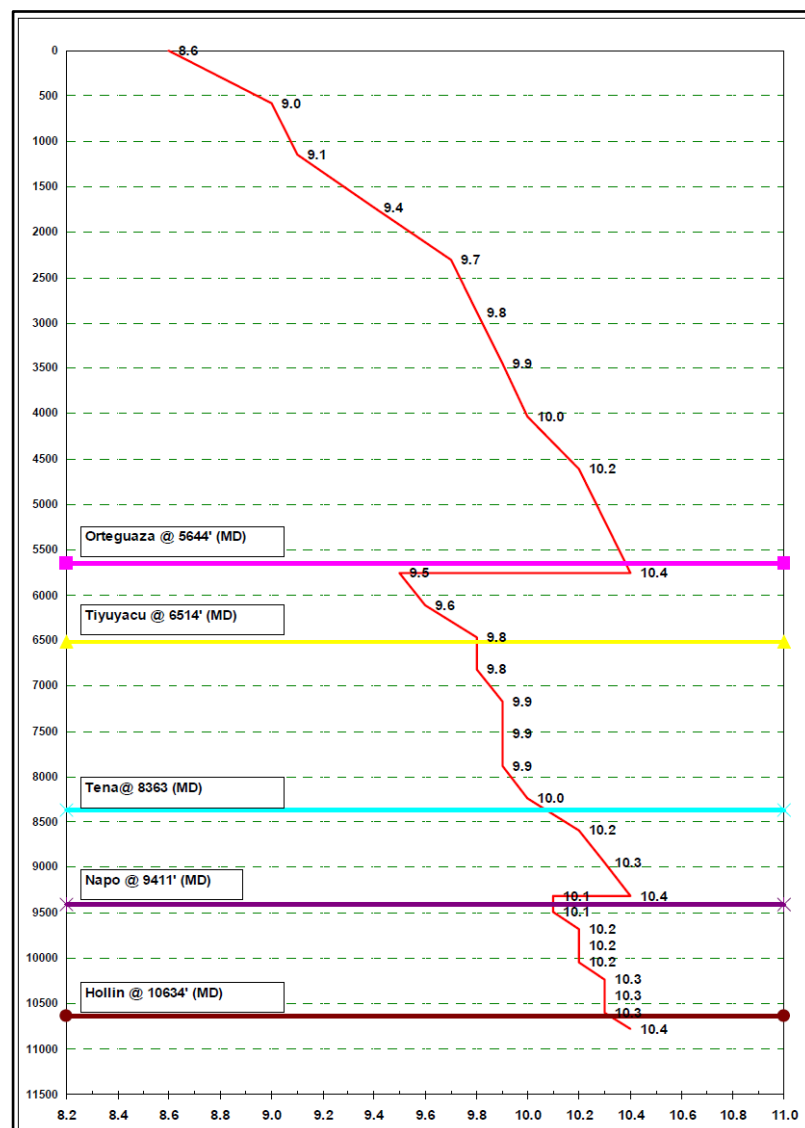


GRÁFICO 2.4 CURVA DE PESO DE LODO VS PROFUNDIDAD

Problemas relacionados con uso del lodo en la perforación del pozo

XD

- Contaminación del lodo.
- Pérdida de circulación.
- Pérdidas parciales a severas (10-60 barriles/hora)
- Arremetidas

2.6. Información del Taladro

Se debe conocer los parámetros de trabajo del taladro y del equipo de superficie para disponer de las variables máximas y mínimas de operación. Tener en cuenta las limitaciones del equipo puede ayudar a desarrollar una solución realista y práctica a un problema en la perforación.

TABLA 2.3
INFORMACIÓN DEL TALADRO

Nombre del Taladro	CPV – 16
Elevación del Terreno	889,11 psnm
Elevación de la mesa rotaria	915,11 psnm
Max. All. SPP	3800 psi
Potencia	1500 HP

2.6.1. Bombas de Lodos (Mud Pumps)

Impulsan el lodo alrededor del sistema de perforación. Dependiendo del tamaño de las camisas, las bombas se pueden configurar para suministrar alta presión y baja tasa de flujo, o baja presión y alta tasa de flujo.

Caudales y presiones máximas de las Bombas:

Las bombas poseen camisas cuyo diámetro varía según las tasas de flujo requeridas para la perforación de cada sección del pozo.

Correr el programa de hidráulicas de brocas indicará que diámetro de camisa se requiere. Determinar las especificaciones de las bombas de lodo permitirá calcular la tasa de flujo a partir de la tasa de estroques, SPM (golpes por minuto).

TABLA 2.4
INFORMACIÓN DE LAS BOMBAS

Número de Bombas	Presión c/u (psi)	Caudal (GPM)
3	1300	335
Total	3900	1000

2.7. Parámetros operacionales

2.7.1. Torque

Al aplicar una fuerza en un punto de un cuerpo rígido, este va a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos torque, medido en libras fuerza por pie.

El torque rotativo es un indicador de lo que está pasando al nivel de la broca de perforación. Por ejemplo:

- Alto torque en la PDC implica que la broca probablemente está excavando o si hay baja tasa de penetración el BHA podría estar generando el torque y no la broca; bajo torque indica que la PDC podría estar patinando en una formación dura y la estructura de corte podría estar embolada.
- Alto torque en la broca tricónica podría significar que los conos están bloqueados, en cuyo caso el torque se reduce a medida que los insertos o dientes se desgastan; torque medio implicaría que puede estar excavando; mientras que el torque bajo indica que la estructura de corte podría estar sin filo o embolada.

El torque se podría considerar demasiado alto cuando la velocidad de rotación en superficie empieza a bajar, así también cuando el motor, la mesa rotaria o el top-drive empiezan a perder velocidad.

Las formaciones homogéneas deben producir una señal de torque constante y parejo.

Las formaciones interestratificadas que tienen diferentes resistencias producirán cambios en el torque a medida que la broca y/o el BHA entran y salen de las mismas

2.7.2. Peso sobre la Broca (WOB)

Conforme la estructura de corte de la broca se desgasta, se requerirá más peso para mantener la tasa de penetración.

En general, se debe aplicar peso, antes de que se supere la velocidad rotaria, de manera que la estructura de corte se mantenga en profundidad para estabilizar la broca y evitar remolino.

2.7.3. Tasa de penetración (ROP)

Es la medida de los pies perforados en una hora (ft/hora), este parámetro indica si se debe continuar perforando con la broca o si es necesario

cambiarla debido a que su valor no se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando).

2.7.4. Velocidad Rotaria (RPM)

La velocidad de rotación total de la broca es igual a la velocidad de rotación en superficie más la velocidad de rotación del motor en profundidad y no es limitada por el uso de brocas PDC.

Se debe evitar una alta velocidad de rotación en formaciones abrasivas para que no exista un rápido desgaste por abrasión; mientras que velocidades de rotación altas en formaciones duras pueden reducir la tasa de penetración, porque los cortadores no penetran en la formación para seguir cortándola.

Cuando la broca empieza a crear remolino no se debe tener una alta velocidad de rotación porque puede iniciar resonancia (altos niveles de vibración) de la sarta, problema que no se desea tener.

2.7.5. Tasa de Flujo (Caudal)

Afecta la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la

superficie debido a una mayor velocidad anular y aumentan la energía hidráulica en la broca.

TABLA 2.5
PARÁMETROS OPERACIONALES DE PERFORACIÓN ESTIMADOS
PARA EL POZO XD.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA ECUADOR		CAMPO S	POZO XD		
No.	Diámetro brocas	Profundidad	ROP	WOB	RPM
	(in)	(ft)	(ft/hr)	(klb)	
1	26	300	20.0	2 8	50 80
2	16	500	40.0	5 15	50 80
3	16	5757	105.1	10 25	60 80
4	12-1/4	7762	47.7	5 25	40 70
5	12-1/4	8363	24.0	15 30	50 60
6	12-1/4	9308	47.3	10 20	60 80
7	8-1/2	10784	52.7	10 20	50 60

2.7.6. Control de Parámetros en formaciones complejas (Conglomerados de Tiyuyacu)

La formación Tiyuyacu ha sido dividida en dos miembros: Tiyuyacu Superior y Tiyuyacu Inferior.

Tiyuyacu Inferior

Está constituido principalmente de conglomerados y en menor proporción areniscas gruesas y lutitas, los conglomerados contienen un 90% de cherts rojizos y angulosos y un 10% de cuarzos lechosos y rocas metamórficas; el tope de este miembro está conformado por areniscas finas y a veces por lutitas en facies de areniscas.

Tiyuyacu Superior

Formado en su mayoría por conglomerados y en menor proporción areniscas y lutitas. En la base se puede identificar conglomerado estratificado, arenisca fina a gruesa o conglomerática, y en el tope areniscas.

Problemas relacionados con los Conglomerados de Tiyuyacu

En la perforación de pozos vecinos al XD se han presentado diferentes problemas cuando se atraviesa Tiyuyacu Inferior, porque tiende a hincharse, originándose primordialmente el aprisionamiento de tubería debido a huecos apretados, derrumbes y embolamiento de la broca.

A continuación se muestra los valores de los parámetros operacionales reportados en la perforación de Tiyuyacu Inferior, en el pozo vecino YD:

1. Galonaje promedio de 800 GPM.
2. RPM: 60 – 70
3. Mantener el ROP en un promedio de 34 – 45 ft/hr.

Estos parámetros ayudan a conservar la integridad de la broca y evitar problemas posteriores en el calibre del pozo. Se debe establecer topes precisos de la formación a fin de perforar con seguridad dentro de los intervalos complicados y optimizar los parámetros operacionales.

Conglomerado Superior Tiyuyacu 6509 ft (MD) / 6353 ft (TVD)

Espesor Estimado 166 ft

Conglomerado Inferior Tiyuyacu:

Tope Estimado: 7462 ft (MD) / 7306 ft (TVD)

Espesor Estimado: 509 ft

CAPÍTULO 3

3. CÁLCULO Y OPTIMIZACIÓN DE LA HIDRÁULICA REQUERIDA POR LAS BROCAS

El cálculo hidráulico del fluido de perforación es importante para definir el diámetro óptimo de las toberas, aquél que dará lugar a la máxima potencia hidráulica del flujo. El factor limitante puede ser la potencia de las bombas del taladro que fija la presión máxima del standpipe (tubería vertical) y la tasa de flujo disponible.

3.1. BHA de Fondo

Todo BHA ejerce fuerza laterales sobre la broca, lo que causa la construcción del ángulo de inclinación, caída o mantenimiento del mismo. Es por ello que los BHA se pueden utilizar para el control de la desviación de un pozo y a la vez afectar el desarrollo de la perforación, como es el caso de las pérdidas de presión que se originan en el proceso de operación.

Algunas herramientas que generalmente forman parte de un BHA son:

- **Motores de Fondo**

Provee el paso del lodo de perforación produciendo una fuerza de giro que se suma a la generada en superficie por el taladro. Una de las características importantes al momento de seleccionar un motor de fondo, es decidir qué se desea obtener de él, si más RPM o mayor potencia. Esto dependerá de las características de la formación que se desea atravesar.

- **Sistemas MWD (Measurement While Drilling)**

Herramienta que permite continuamente conocer el lugar exacto de la trayectoria del pozo en cuanto a su dirección e inclinación. Algunas ventajas principales son:

- ✓ Mejora el control y determinación de la posición de la broca.
- ✓ Reduce el riesgo de atascamiento por presión diferencial.
- ✓ Reduce anticipadamente posibles presencias de patas de perro severas por efecto de la corrección en la trayectoria del pozo

- **Sistemas LWD (Logging while drilling)**

Es una herramienta que permite obtener datos de la formación al mismo tiempo que se perfora. Al disponer de la información en tiempo real, se pueden adoptar decisiones inmediatas respecto a: el avance de la perforación, la toma de núcleos, los programas de revestimiento, la selección de los intervalos de completación y los requerimientos de las posteriores operaciones de perfilaje.

- **Sistema de Navegación Rotatorio**

Herramienta que permite cambiar la trayectoria del hueco mientras se rota. Posee aletas en el estabilizador extendibles que crean fuerza lateral en la broca. Algunas ventajas del sistema rotatorio son:

- ✓ Las pérdidas de presión son mínimas en relación a las producidas por el motor de fondo.
- ✓ No es necesario deslizarla.
- ✓ Mejora el tiempo de perforación cuando se construye la curva.
- ✓ Los pozos tienen menor tortuosidad (curvas suaves).

Métodos de Control Direccional

Se aplican tres principios para las secciones del pozo direccional:

1) Principio FULCRUM

Es usado para levantar ángulo (incrementar inclinación), lo cual se consigue generando un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la broca y dejando una sección flexible en los siguientes lastrabarrenas (es decir, sin estabilizar), esto depende de:

- Incremento en la distancia del estabilizador arriba de la broca al primer estabilizador de tubería y en la inclinación del pozo.
- Incremento en el peso sobre la broca, reducción en la velocidad de rotación.
- Reducción en la tasa de flujo (formaciones suaves).

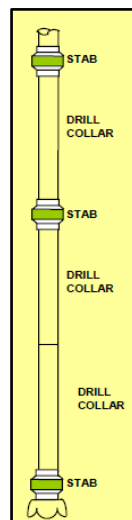


FIGURA 3.1 CONFIGURACIÓN BHA PARA LEVANTAR ÁNGULO

2) Principio PÉNDULO

Se aplica para disminuir el ángulo de inclinación. El efecto se logra colocando un estabilizador a una distancia aproximada de 60' sobre la broca es decir dos lastrabarrenas inmediatamente arriba de la misma; logrando que la gravedad obligue a la broca perforar hacia la vertical. La rapidez de la disminución del ángulo dependerá de la longitud existente entre la broca y el primer estabilizador.

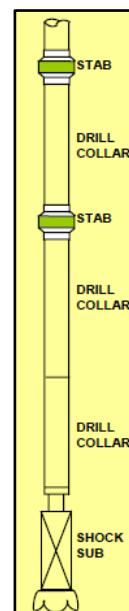


FIGURA 3.2 CONFIGURACIÓN BHA PARA DISMINUIR ÁNGULO

3) Principio de ESTABILIZACIÓN

Se aplica para mantener el ángulo de inclinación. La configuración de fondo se diseña de manera que las fuerzas laterales resultantes sean nulas, efecto que se logra dándole una completa rigidez a la sección

localizada entre la broca y aproximadamente el 60% de la longitud total de la configuración.

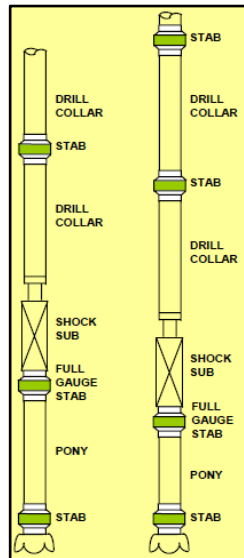


FIGURA 3.3 CONFIGURACIÓN BHA PARA MANTENER ÁNGULO

**EJEMPLO DEL BHA DE ESTABILIZACIÓN EN LA SECCION DE 12 ¼
DEL PROGRAMA RECOMENDADO**

<i>Inicio de MD (ft)</i>	<i>Fin de MD (ft)</i>	<i>Intervalo (ft)</i>	<i>Inicio de TVD (ft)</i>	<i>Fin del TVD (ft)</i>
5757	9308	3550	5521	8656


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 - NaviTrak		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

FIGURA 3.4 BHA DE ESTABILIZACIÓN

3.2. Propiedades del lodo en la hidráulica de brocas

3.2.1. Densidad

Es el peso por unidad de volumen y se expresa en: libras por galón (ppg). Permite generar una presión hidrostática, que es clave en el control de las presiones del subsuelo. La densidad del fluido de perforación varía entre 9 y 16 ppg o más.

3.2.2. Viscosidad Plástica (PV)

Es la resistencia del fluido a fluir causada por la fricción mecánica. Se expresa en centipoise (cP) y es afectada por:

- 1) La concentración de sólidos,
- 2) El tamaño y forma de los sólidos.

3.2.3. Punto Cedente (YP)

Es la resistencia a fluir causada por la atracción de fuerzas entre partículas, debido a los cambios en la superficie de las mismas dispersas en el líquido. La magnitud del punto cedente está en función del tipo de sólido y cargas de superficie asociada con ellos.

3.2.4. Resistencia de Gel (en libras por 100 pie², lb/100 pie²)

La tixotropía es la propiedad de algunos fluidos para formar una estructura de gel cuando están estáticos, regresando al estado de fluidez cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de perforación base agua muestran esta propiedad.

Las medidas del esfuerzo de gel medidas en el viscosímetro a 10 segundos y 10 minutos proporcionan el grado de tixotropía del fluido.

TABLA 3.1
EFFECTO DE LAS PRINCIPALES PROPIEDADES DEL LODO EN LA
HIDRÁULICA DE BROCAS

<i>PROPIEDADES DE LODO</i>		<i>HSI</i>	<i>PRESION</i>
<i>DENSIDAD</i>	↑	<i>AUMENTA</i>	<i>AUMENTA</i>
<i>PV</i>	↑	<i>NO DEPENDE</i>	<i>AUMENTA</i>
<i>YP</i>	↑	<i>NO DEPENDE</i>	<i>DISMINUYE</i>
<i>Geles a 10 S/ 10 min</i>	↑	<i>NO DEPENDE</i>	<i>AUMENTA</i>

3.3. Surveys

3.3.1. Definición

En perforación un survey es la lectura de la inclinación y la dirección de la herramienta en un punto en el espacio.

Las desviaciones son tomadas para

- Medir la inclinación y azimuth del pozo.
- Realizar cálculo de coordenadas a diferentes profundidades con el fin de especificar la dirección y locación del pozo.
- Determinar la orientación de la cara de la herramienta (toolface).
- Localizar la pata de perro (dogleg) y calcular su severidad.

- Interceptar objetivos geológicos.
- Evitar colisión con otros pozos.
- Permitir intersección con un pozo fuera de control.

Cálculo de Survey

- Permite graficar la posición del pozo.
- Determinar la posición del pozo actual con respecto al propuesto.
- Cualquier discrepancia en la operación puede ser corregida reorientando la dirección de la herramienta.

3.3.2. Survey tomado del Pozo XD

TABLA 3.2
DATOS TOMADOS EN EL SURVEY DEL POZO XD

MD	Inclinación	Azimuth
[ft]	[°]	[°]
26	0	248,382
2500	0	248,382
4366,67	28	248,382
9414,25	28	248,382
10188,44	16	248,382
10661,33	8,735	248,382
10784,38	7	248,382

TABLA 3.3
DATOS CALCULADOS A PARTIR DEL SURVEY

TVD	Vert Sect	Norte	Este	DLS	Tasa de Const.	Turn Rate	Comentarios
[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[°/100ft]	[°/100ft]	[°/100ft]	
26	0	-64,85	564,18	0	0	0	Tie On
2500	0	-64,85	564,18	0	0	0	End of Tangent
4293,25	447,11	-229,58	148,52	1,5	1,5	0	End of Build
8750	2816,8	-1102,63	-2054,49	0	0	0	End of Tangent
9466,51	3106,29	-1209,29	-2323,61	1,55	-1,55	0	End of Drop
9928,11	3207,51	-1246,58	-2417,71	1,54	-1,54	0	End of Drop
10050	3224,35	-1252,78	-2433,36	1,41	-1,41	0	End of Drop

VER ANEXO C (Survey completo Pozo XD)

3.4. Capacidad del Taladro

La capacidad de remoción de los recortes por el fluido de perforación, se da en función de la presión a la salida de las toberas y del caudal de circulación. Parámetros que se relacionan con el concepto de potencia hidráulica.

3.4.1. Presión

Representa la energía necesaria para impulsar la masa de fluido contra el fondo del pozo.

3.4.2. Caudal

Es proporcional a la velocidad del fluido de perforación a la salida de las toberas.

TABLA 3.4
CAUDALES RECOMENDADOS PARA LAS DIFERENTES SECCIONES
DEL POZO

Diámetro de Broca	CAUDAL
16"	950 – 1050 GPM
12 1/4"	800 – 900 GPM
8 1/2"	450 – 550 GPM
6 – 6 1/8"	250 GPM

3.5. Profundidad Programada y Objetivo (Target)

3.5.1. Objetivo (Target)

Punto fijo del subsuelo en una formación, que debe ser alcanzado con un pozo desviado o vertical.

3.5.2. Tolerancia del objetivo

Máxima distancia permitida para estar dentro del objetivo.

TABLA 3.5
DATOS GEOGRÁFICOS DEL TARGET

MD	TVD	Norte	Este	Este Grid	Norte Grid	Latitud	Longitud
[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[m]	[m]		
10661,3	9928,1	-1246,58	-2417,7	295673	9971546	0°15'26.267" S	76°50'09.11 4"W

3.5.3. Profundidad programada

Es importante, ya que está relacionado con los topes de las formaciones, por ende al tipo y diámetro de broca que se va a utilizar.

TABLA 3.6
PROFUNDIDAD PROGRAMADA PARA CADA BROCA

No.	Diámetro (in)	Tipo de broca	Profundidad final (ft)
1	26	GTX-CG1	300
2	16	GTX-C1	500
3	16	HCD605	5757
4	12-1/4	HCD605X	7762
5	12-1/4	MXL-CS20DX1	8363
6	12-1/4	HC604S	9308
7	8-1/2	HCM506Z	10784

3.6. Parámetros Operacionales: ROP y RPM

TABLA 3.7
PARÁMETROS ROP Y RPM

No.	Diámetro	Tipo de Broca	ROP	RPM
	(in)		(ft/hr)	
1	26	GTX-CG1	20	50-80
2	16	GTX-C1	40	50-80
3	16	HCD605	105.1	60-80
4	12-1/4	HCD605X	47.7	40-70
5	12-1/4	MXL-CS20DX1	24	50-60
6	12-1/4	HC604S	47.3	60-80
7	8-1/2	HCM506Z	52.7	50-60

3.7. TFA

El TFA (área de flujo) de las brocas con boquillas es simplemente la suma del área circular de todas las boquillas y se expresa en pulgadas cuadradas.

El flujo de fluido se estrecha en la broca convirtiendo la alta presión y la baja velocidad dentro de la sarta a baja presión y alta velocidad a la salida de la broca.

3.8. HSI

Es el índice de limpieza (HSI) del pozo y se lo conoce también como Caballaje Hidráulico por pulgada cuadrada en el fondo del pozo. Dicho parámetro proporciona una medida de la fuerza hidráulica que consume la broca en función del caudal de la bomba, de la caída de presión en la broca y del diámetro de la misma.

El HSI es el factor primario para maximizar la tasa de penetración, y es la energía necesaria en la broca para transportar los cortes desde la salida (cara) de la broca al anular.

CAPÍTULO 4

4. PROGRAMA RECOMENDADO DE BROCAS PARA PERFORAR EL POZO XD

4.1. Programa de Brocas

Luego de analizar varios parámetros importantes como: la litología esperada del pozo a perforarse en base a la correlación con pozos vecinos, el perfil direccional del pozo y las propiedades del lodo de perforación entre los principales; se propone el siguiente programa de brocas para perforar el pozo XD.

TABLA 4.1
PARÁMETROS DE BROCAS RECOMENDADOS

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA			POZO									
ECUADOR			XD									
No.	SIZE	BIT TYPE	DEPTH OUT	DIST DRLD	DRLG TIME	ROP	ACC TIME	WOB	RPM	MUD WT	DÍAS	COMENTARIOS
	(in)		(ft)	(ft)	(hrs)	(ft/hr)	(hrs)	(klb)		(ppg)		
1	26	GTX-CG1	300	300	15.0	20.0	15.0	2 8	50 80		0.8	Cantos Rodados
											1.3	Set 20 in. Casing. 0.5 Days.
2	16	GTX-C1	500	200	5.0	40.0	20.0	5 15	50 80		1.7	Cantos Rodados
3	16	HCD605	5757	5257	50.0	105.1	70.0	10 25	60 80		6.0	Punto de Casing
											10.5	Set 13-3/8 in. Casing. 4.5 Days.
4	12-1/4	HCD605X	7762	2005	42.0	47.7	112	5 25	40 70		14.1	Control de parametros en el Conglomerado Superior: ROP y RPM Totales. Tope del Conglomerado Inferior
5	12-1/4	MXL-CS20DX1	8363	601	25.0	24.0	137	15 30	50 60		16.3	Conglomerado Inferior
6	12-1/4	HC604S	9308	945	20.0	47.3	157	10 20	60 80		18.0	Usar el maximo caudal posible: Tena. Punto de Casing
											21.0	Set 9-5/8 in. Casing. 3 Days.
7	8-1/2	HCM506Z	10784	1476	28.0	52.7	185	10 20	50 60		23.0	TD.

La siguiente figura muestra la variación de la Tasa de penetración en función del tipo de broca

Pozo XD

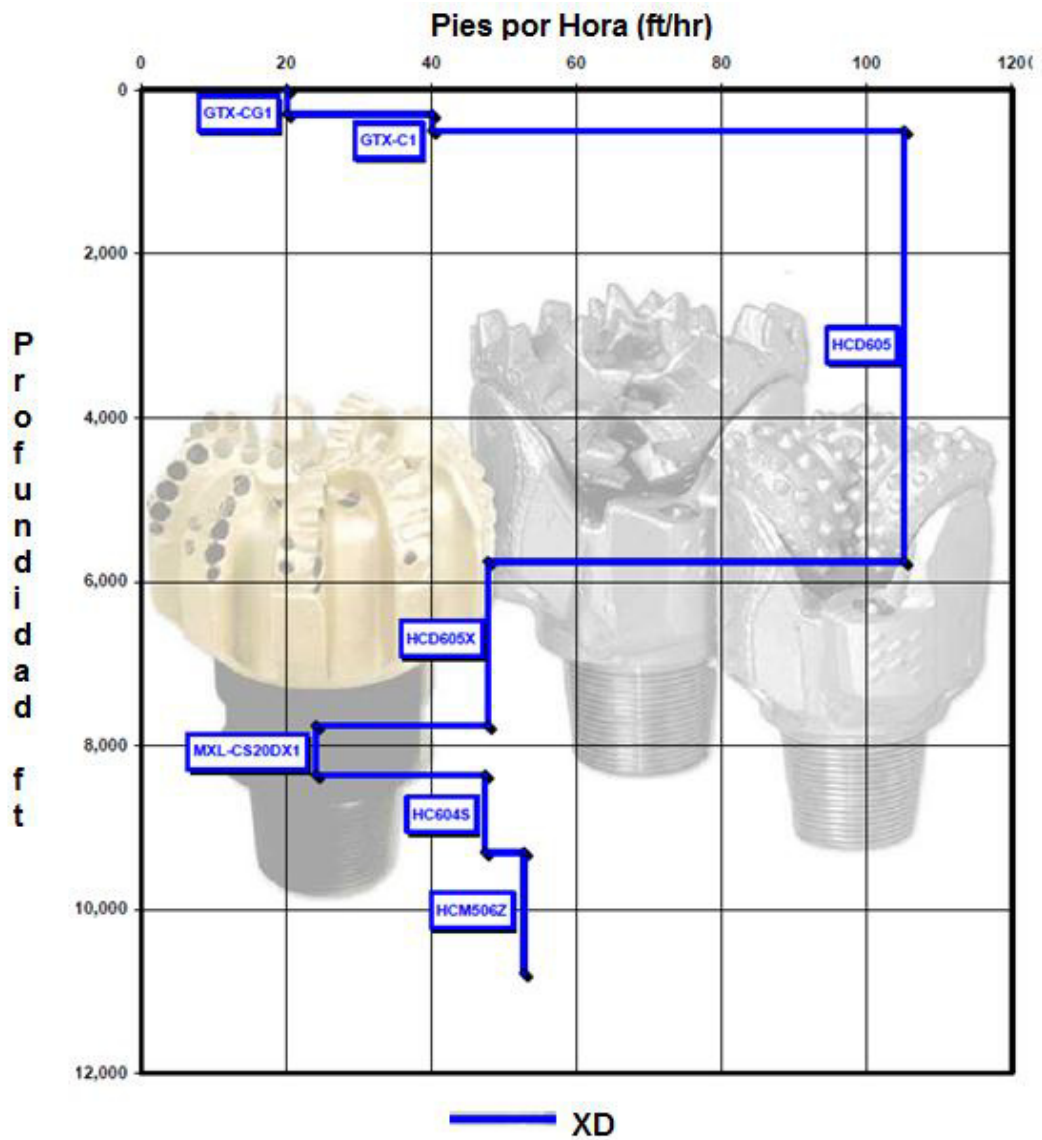


GRÁFICO 4.1 COMPARACIÓN ROP

La figura muestra el tiempo real de perforación de cada broca

Pozo XD

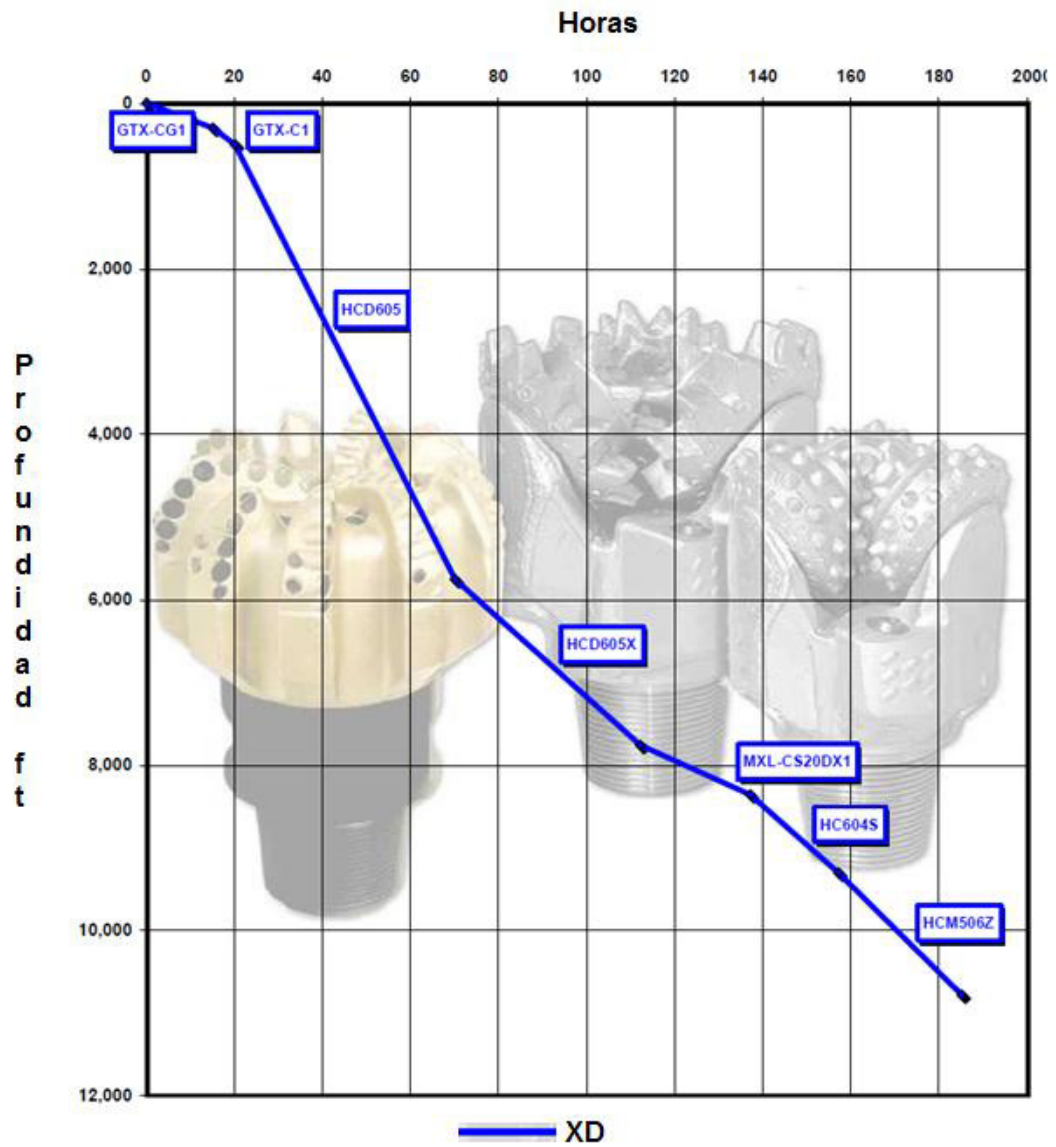


GRÁFICO 4.2 TIEMPO DE PERFORACIÓN

La figura muestra el tiempo total planeado para perforar el pozo XD

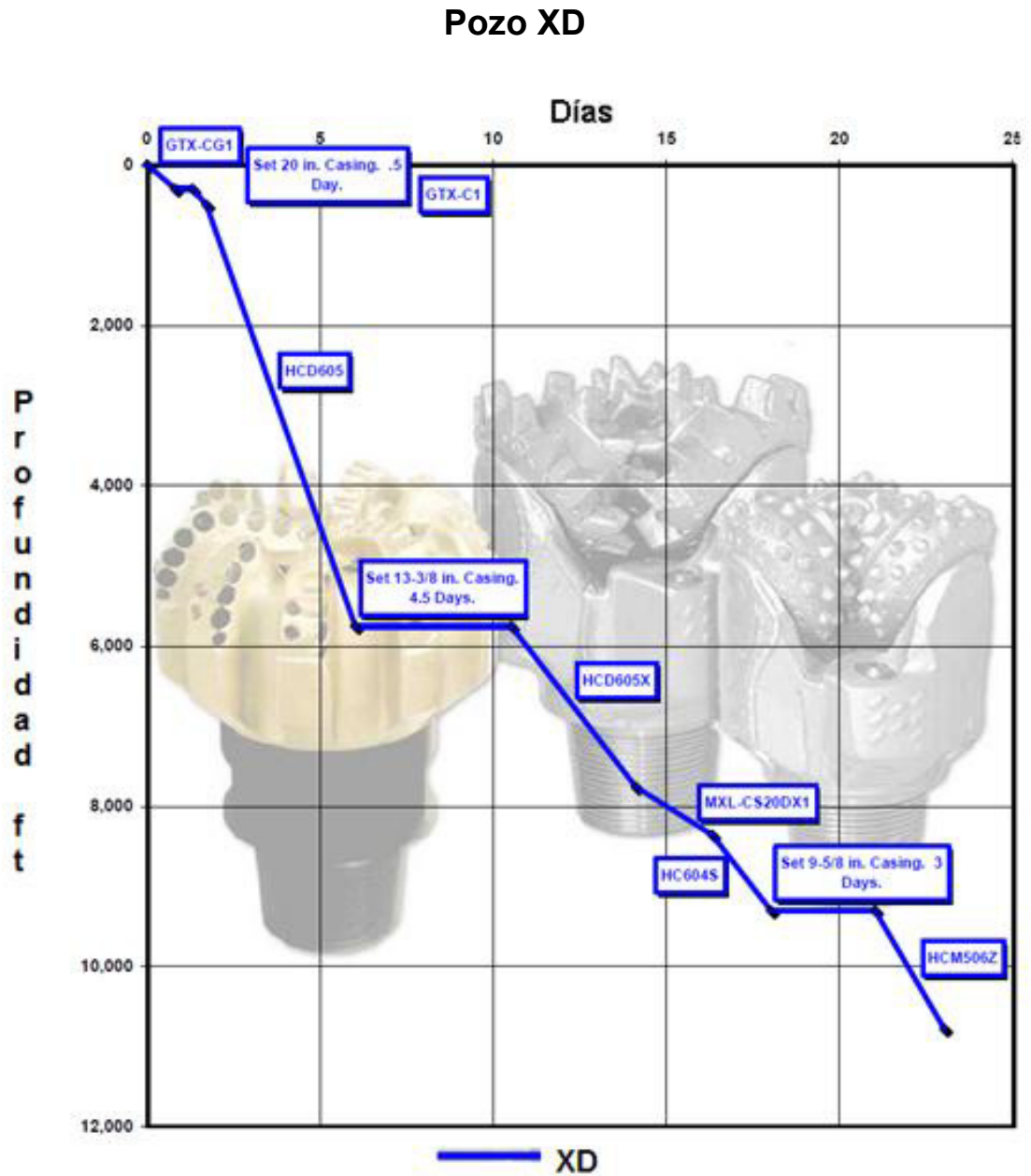


GRÁFICO 4.3 CURVA DE DÍAS

4.1.1. Especificaciones de las Brocas a utilizarse

1) Broca de 26" GTX-CG1 @ 300'

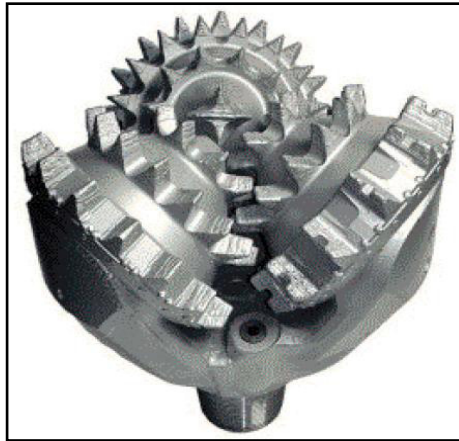


FIGURA 4.1 BROCA TRICÓNICA DE 26" GTX-CG1

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- Broca de dientes con IADC 115.
- Tiene 4 boquillas intercambiables (jet central) que proveen una hidráulica adecuada para ayudar a la limpieza del hueco y minimizar el embolamiento (balling) de la broca.
- Excelente aplicación para la zona de Cantos Rodados (Boulders Zone) debido al efecto de paleo de sus dientes.
- Protección de carburo de tungsteno en el calibre de los conos

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Terciario Indiferenciado.
- **Litología:** Cantos rodados (Conglomerados superficiales), Arcillolita.

2) Broca de 16" GTX-C1 @ 500'



FIGURA 4.2 BROCA TRICÓNICA DE 16" GTX-C1

Beneficios & Consideraciones Técnicas

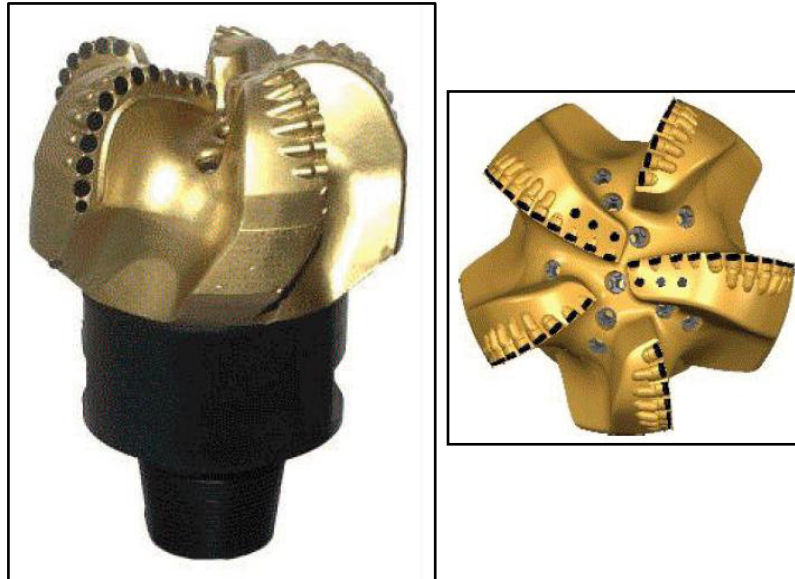
- Broca de dientes con IADC 114.
- Posee 4 boquillas intercambiables (jet central) que proveen una hidráulica adecuada para ayudar a la limpieza del hueco y minimizar el embolamiento de la broca.
- Excelente aplicación para la zona de Cantos Rodados (Boulders Zone) debido al efecto de paleo de sus dientes.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Terciario Indiferenciado.
- **Litología:** Cantos rodados (Zona de Boulders), Conglomerado, Arcillolita.

Se utiliza broca Tricónica en esta sección porque se debe asegurar pasar la Zona de Cantos Rodados que normalmente se encuentra hasta los 400-500 ft dependiendo de los campos donde se perforará. Si se usa PDC los cortadores se romperían o astillarían producto del impacto con los boulders (que son piedras de río).

3) Broca de 16" HCD605 @ 5757'



FIGURAS 4.3 BROCA PDC DE 16" HCD605

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- IADC M323
- 10 boquillas intercambiables que asegura excelentes condiciones de enfriamiento y limpieza de los cortadores, además de una adecuada remoción de los ripios.
- El caudal ideal está entre 900 – 1000 GPM para lograr el mejor rendimiento posible ya que el intervalo a perforarse en la sección es en su mayoría “arcilla”.

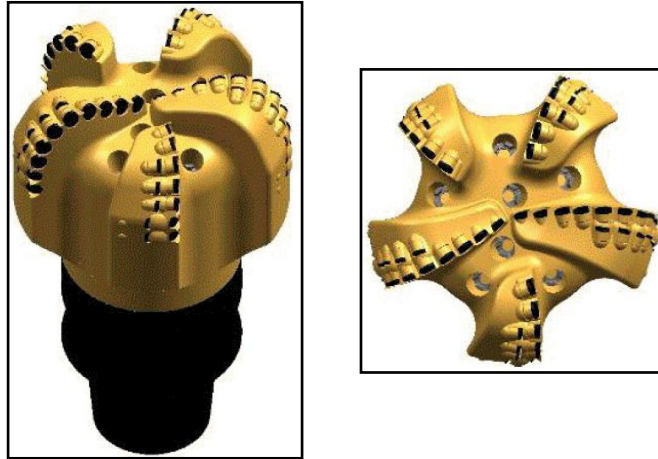
- Gran JSA 68.8 in² (área de desalojo), excelente remoción de recortes.
- Diseño más estable que limita el daño por vibraciones.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Terciario Indiferenciado, Orteguzza.
- **Litología:** Arcillolita, Limolita, Arenisca, Anhidrita

Una vez perforada la Zona de Cantos Rodados se trata obtener la mayor ROP posible para atravesar Orteguzza en el tiempo más corto, debido a que la zona es arcillosa y si el tiempo de exposición es alto, se producirá hinchamiento de la misma, ocasionando problemas en los viajes y en la posterior bajada del casing. El tamaño de los cortadores, junto con la gran área de desalojo sumado al diseño hidráulico permite optimizar la ROP al máximo posible.

4) Broca de 12 1/4" HCD605X @ 7762'



FIGURAS 4.4 BROCA PDC DE 12 1/4" HCD605X

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- IADC M323. Su calibre permite desarrollar severos trabajos direccionales.
- Cortadores con mayor resistencia al desgaste por abrasión e impacto.
- 7 boquillas intercambiables que dan excelentes condiciones de enfriamiento y limpieza de cortadores.
- Caudal entre 850 – 900 GPM para lograr el mejor rendimiento de la broca. (HSI > 2)
- Gran JSA 33.1 in² (Área de desalojo), para asegurar una buena remoción de ripios.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Orteguaza, Tiyuyacu (Conglomerado Superior).
- **Litología:** Lutita, Arcillolita, Conglomerado (muy duro), Arenisca, Limolita.

El trabajo que realiza esta broca es perforar todo Orteguaza que incluye una variedad de litologías como: arenas, lutitas, limolitas, arcillas y el Conglomerado Superior de Tiyuyacu (aproximadamente 150 ft en TVD), de manera que usando parámetros controlados es factible realizar dicha operación y posteriormente tener una buena estructura de corte para perforar las arcillas de Tiyuyacu e ingresar aproximadamente 100 ft al Conglomerado Inferior para realizar el cambio por la tricónica. Las consideraciones para ésta broca son: cortadores de back-up por si la estructura principal se afecta en el Conglomerado en cuyo caso entran a trabajar manteniendo una buena ROP; asimismo tienen cortadores de 19 mm (como en la de 16") y una buena área de desalojo permitiendo que el avance sea bueno en las arcillas.

5) Broca de 12 1/4" MXL-CS20DX1 @ 8363'



FIGURA 4.5 BROCA TRICÓNICA DE 12 1/4" MXL – CS20DX1

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- IADC 517.
- Hidráulica diseñada para estar orientada a la estructura de corte de la broca optimizando la limpieza y mejorando la ROP.
- Protección adicional de diamante en las áreas del calibre para trabajar en ambientes altamente abrasivos.
- Insertos de carburo de tungsteno en las áreas del shirtail para proporcionar un soporte adicional cuando se trabaja en ambientes abrasivos.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Tiyuyacu (Conglomerado Inferior), Tena.
- **Litología:** Conglomerado, Arcillolita, Limolita.

Se utiliza una broca Tricónica debido a que el estrato a perforarse comprende aproximadamente 500 ft en TVD y porque operacionalmente es más seguro usarlas debido a que no se requiere control de parámetros y en caso de requerir correcciones en inclinación o dirección en el plan direccional es más factible realizarlas que con una PDC. Se usa broca de insertos ya que el carburo de tungsteno es más resistente a la abrasión, por lo cual se asegura un buen desempeño en este estrato. Las brocas de dientes (que son de acero) no tienen aplicación en esta parte porque el acero es más dúctil y al perforar éste tipo de conglomerado atravesarán un intervalo corto, teniendo un desgaste muy severo que no permitirá continuar perforando.

6) Broca de 12 1/4" HC604S @ 9308'



FIGURAS 4.6 BROCA PDC DE 12 1/4" HC604S

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- IADC M123
- Posee cortadores pulidos los cuales reducen las fuerzas de corte, mejorando significativamente la eliminación de rípios, incrementando la tasa de penetración.
- Cortadores con resistencia superior al desgaste por abrasión e impacto.
- 8 boquillas intercambiables que dan excelentes condiciones de enfriamiento y limpieza de cortadores.

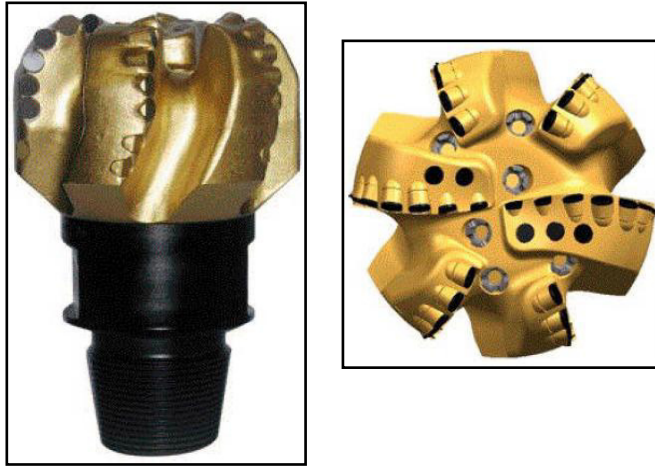
- Caudal entre 850 – 900 GPM para lograr el mejor rendimiento de la broca. (HSI > 2).
- Gran JSA 36.7 in² (Área de desalojo), para asegurar una buena remoción de recortes.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Tena.
- **Litología:** Arenisca, Limolita, Arcillolita.

La formación a perforarse es Tena que en su gran mayoría se compone de un altísimo porcentaje de arcillas plásticas y también de limolita (familia cercana de las arcillas) por lo que se necesita una gran área de desalojo (que se la obtiene con brocas de 4 aletas) y cortadores grandes (19 mm) para que la ROP sea la más alta posible. No hay riesgo de daños por impacto ni por abrasión.

7) Broca de 8 1/2" HCM506Z @ 10785'



FIGURAS 4.7 BROCA PDC DE 8 1/4" HCM506Z

Beneficios & Consideraciones Técnicas

- IADC M323
- 6 boquillas intercambiables que dan excelentes condiciones de enfriamiento y limpieza de cortadores.
- Caudal entre 500 – 550 GPM para lograr el mejor rendimiento de la broca.
- Diseño óptimo en su estructura de corte, calibre y JSA para trabajar en ambientes variados como las litologías presentes en las formaciones de Tena, Napo y Hollín.

- Permite controlar la profundidad de corte que genera mayor estabilidad cuando se debe perforar diferentes tipos de formaciones.

Litología a perforar

- **Formación a perforar:** Tena, Napo, Hollín.
- **Litología:** Arenisca, Lutita, Caliza.

En la última parte de las formaciones encontradas en Ecuador se presentan lutitas, calizas y arenas que pueden dañar la broca tanto por impacto (calizas debido a su dureza) como por abrasión (todas las arenas incluyendo las productoras). Por ello se selecciona una broca más sólida con 6 aletas (más estable) y cortadores de 16 mm (más resistentes que los de 19 mm porque son más pequeños) con lo que se obtiene una buena ROP y durabilidad en la broca para llegar al TD del pozo.

4.2. Hidráulica

TABLA 4.2
HIDRÁULICA BROCA 12-1/4" @ 8363'

General				Drill String							
				Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft		
Max Allw.SPP	3800 psi			Drill pipe	7620.56	5	4.280				
Surface Equipment	Type 4			HWDP	90.00	5	3				
Bit Depth	8363.00	Bit TVD	7821.80 ft	Jar	31.50	6 1/2	2 3/4				
Bit Nozzles in/32	18\ 3x20	TFA	1.1689 in^2	HWDP	450.00	5	3				
ROP	25.0 ft/hr	RPM	60 RPM	Sub - X/O	3.00	8	2 7/8				
Drilling Fluid				Drill collar	90.00	8	3				
Mud System	Water Based			NM Sub - filter	6.00	8	2 1/4				
Mud Weight	10.10 ppg			MWD - NaviTrak	30.00	8.143	3 1/4				
PV \ YP	18.00 cP \	20.00 lbf/100ft^2		Stab - string	6.00	8	2 13/16				
Gel Strength, 10s\10min	7 \ 16 lbf/100ft^2			Motor	34.90	8	2.880				
Rheological Model	Herschel-Bulkley			Bit - insert - rolle ...	1.04	12 1/4					
k: 0.732[#sec^n/100ft^2] N: 0.623[-] YP: 5.000[lbf/100ft^2]											
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	13 3/8	12.374	5757.00								
Openhole		12 1/4	8363.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	1,026.02	Hole Volume	1,236.19								
String Displacement	68.13	String Volume	142.04								
Flowrate	USgal/min	900	850	800	750	700	650	600	550	500	450
Bit Hydraulics											
SPP	psi	3682	3435	3199	2975	2764	2565	2380	2209	2054	1917
Surface HP	HP	1931.4	1701.8	1491.9	1300.8	1127.7	971.8	832.3	708.1	598.6	502.8
Bit Pressure Drop	psi	478	427	378	332	289	249	213	179	148	120
%SPP	%	12.99	12.42	11.81	11.16	10.47	9.73	8.93	8.09	7.19	6.24
Jet Velocity	ft/sec	247.0	233.3	219.6	205.9	192.1	178.4	164.7	151.0	137.2	123.5
Impact Force	lbf/in^2	9.9	8.8	7.8	6.9	6.0	5.1	4.4	3.7	3.0	2.5
HSI	HP/in^2	2.16	1.82	1.52	1.25	1.02	0.81	0.64	0.49	0.37	0.27
TFA For Max SPP	in^2	1.0466	0.8579	0.7264	0.6264	0.5461	0.4792	0.4217	0.3713	0.3263	0.2856
Bit Pressure Drop	psi	597	792	979	1157	1326	1484	1633	1770	1894	2003
Jet Velocity	ft/sec	275.9	317.9	353.4	384.2	411.3	435.2	456.5	475.2	491.6	505.5
Impact Force	lbf/in^2	11.0	12.0	12.5	12.8	12.8	12.6	12.2	11.6	10.9	10.1
HSI	HP/in^2	2.69	3.38	3.93	4.35	4.66	4.84	4.92	4.88	4.75	4.52
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	98	88	79	71	62	55	47	40	34	28
DP, CSG, LNR, TBG	psi	1302	1189	1080	975	874	777	684	596	513	434
HWDP/CSDP	psi	432	395	358	323	289	257	226	197	169	143
DC/CT	psi	72	66	60	54	48	43	38	33	28	24
MWD	psi	255	227	202	177	154	133	113	95	79	64
Motor	psi	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
Additional Tools	psi	63	57	52	47	42	37	33	29	25	21
Annulus	psi	81	85	91	97	105	114	126	140	159	184
ECD - CSG Shoe	ppg	10.29	10.29	10.30	10.31	10.32	10.34	10.36	10.38	10.41	10.45
ECD - Bottomhole	ppg	10.30	10.31	10.32	10.34	10.36	10.38	10.41	10.45	10.49	10.55
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in										
12.374	5	172.18 L	162.61 L	153.05 L	143.48 L	133.92 L	124.35 L	114.79 L	105.22 L	95.66 L	95.66 L
12 1/4	5	176.38 L	166.58 L	156.78 L	146.99 L	137.19 L	127.39 L	117.59 L	107.79 L	97.99 L	97.99 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Bottom Up	hr	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6

TABLA 4.3
HIDRÁULICA BROCA 8 1/2" @ 10785'

General				Drill String							
Max Allw.SPP	3800 psi			Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft		
Surface Equipment	Type 4			Drill pipe	10053.82	5	4.280	6.630 \ 4.280	24.70		
Bit Depth	10784.00	Bit TVD	10049.62 ft	HWDP	120.00	5	3				
Bit Nozzles in/32	6x12	TFA	0.6627 in^2	Jar	31.50	6.560	2 3/4		138.90		
ROP	50.0 ft/hr	RPM	60 RPM	HWDP	420.00	5	3				
Drilling Fluid				Drill collar	90.00	8	3		136.78		
Mud System	Water Based			MWD - NaviTrak	30.00	6 3/4	3				
Mud Weight	9.80 ppg			Stab - string	6.00	6 3/4	2 1/4				
PV \ YP	18.00 cP \ 22.00 lbf/100ft^2			Motor	31.66	6.791	5.400		60.74		
Gel Strength, 10s\10min	10 \ 18 lbf/100ft^2			Bit - PDC Bit	1.02	8 1/2					
Rheological Model	Robertson-Stiff										
	K: 1.189[#sec^n/100ft^2] N: 0.564[-] sri: 34.234[1/s]										
Casing / Open Hole											
Type	OD in	ID in	Bottom MD ft								
Casing	9 5/8	8.681	9308.00								
Openhole		8 1/2	10784.00								
Volumes bbl											
Annulus Volume	508.49	Hole Volume	785.00								
String Displacement	90.65	String Volume	185.86								
Flowrate USgal/min	550	500	450	400	350	300	250	200	150	100	
Bit Hydraulics											
SPP	psi	3216	2889	2586	2307	2044	1824	1647	1631	1720	2091
Surface HP	HP	1031.0	842.1	678.4	538.0	417.0	318.9	240.0	190.1	150.4	121.9
Bit Pressure Drop	psi	539	446	361	285	218	160	111	71	40	18
%SPP	%	16.77	15.42	13.96	12.36	10.68	8.80	6.76	4.37	2.33	0.85
Jet Velocity	ft/sec	266.3	242.1	217.9	193.7	169.5	145.2	121.0	96.8	72.6	48.4
Impact Force	lbf/in^2	13.1	10.8	8.8	6.9	5.3	3.9	2.7	1.7	1.0	0.4
HSI	HP/in^2	3.09	2.32	1.69	1.19	0.80	0.50	0.29	0.15	0.06	0.02
TFA For Max SPP	in^2	0.4591	0.3798	0.3173	0.2654	0.2204	0.1816	0.1470	0.1182	0.0911	0.0673
Bit Pressure Drop	psi	1123	1356	1575	1778	1975	2137	2265	2240	2120	1727
Jet Velocity	ft/sec	384.3	422.3	455.0	483.5	509.6	530.1	545.7	542.8	528.0	476.5
Impact Force	lbf/in^2	18.9	18.9	18.3	17.3	16.0	14.2	12.2	9.7	7.1	4.3
HSI	HP/in^2	6.44	7.07	7.39	7.41	7.20	6.68	5.90	4.67	3.31	1.80
System Pressure Loss - W/ Cutting Effect											
Surf Equip	psi	39	33	27	22	17	13	10	6	4	2
DP, CSG, LNR, TBG	psi	757	652	553	460	373	294	186	170	152	133
HWDP/CSDP	psi	187	161	136	113	92	72	54	38	24	15
DC/CT	psi	31	27	23	19	15	12	9	6	4	3
MWD	psi	188	156	126	100	76	56	39	25	14	6
Motor	psi	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Additional Tools	psi	23	20	17	14	11	9	7	5	3	2
Annulus	psi	651	595	543	495	440	407	432	510	679	1113
ECD - CSG Shoe	ppg	10.47	10.45	10.42	10.40	10.36	10.36	10.47	10.66	11.04	11.95
ECD - Bottomhole	ppg	11.05	10.94	10.84	10.75	10.64	10.58	10.63	10.78	11.10	11.93
Annular Velocities ft/min Flow Regime											
Hole ID in	String OD in	267.68 L	243.35 L	219.01 L	194.68 L	170.34 L	146.01 L	121.67 L	97.34 L	73.00 L	73.00 L
8 1/2	5	285.30 L	259.36 L	233.43 L	207.49 L	181.55 L	155.62 L	129.68 L	103.75 L	77.81 L	77.81 L
8 1/2	8	1633.99 T	1485.45 T	1336.90 T	1188.36 T	1039.81 T	891.27 T	742.72 L	594.18 L	445.63 L	445.63 L
8 1/2	6 3/4	505.12 T	459.20 L	413.28 L	367.36 L	321.44 L	275.52 L	229.60 L	183.68 L	137.76 L	137.76 L
8 1/2	6.791	515.85 T	468.96 L	422.06 L	375.17 L	328.27 L	281.37 L	234.48 L	187.58 L	140.69 L	140.69 L
Fluid Circulation Times											
Surface to Bit	hr	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.7	0.9	1.3
Bottom Up	hr	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2	1.4	1.8	2.4	3.6

CAPÍTULO 5

5. COMPARACIÓN ENTRE EL PROGRAMA RECOMENDADO Y LA OPERACIÓN EJECUTADA EN EL POZO

5.1. Comparación entre lo Programado Vs Real

TABLA 5.1
SURVEYS DEL POZO XD

Diámetro (pulg)	Profundidad MD (pies)		Azimuth (deg)		Inclinación (deg)	
	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real
26	300	319	248,382	0	0	0
16	500	500	248,382	0	0	
16	5757	5716	248,382	249.58	28	28.82
12 ¼	7762	7911	248,382	249.38	28	29.18
12 ¼	8363	8373	248,382	247.03	28	25.42
12 ¼	9308	9116	248,382	249	28	32
8 ½	10784	10840	248,382	242.2	7	5.9

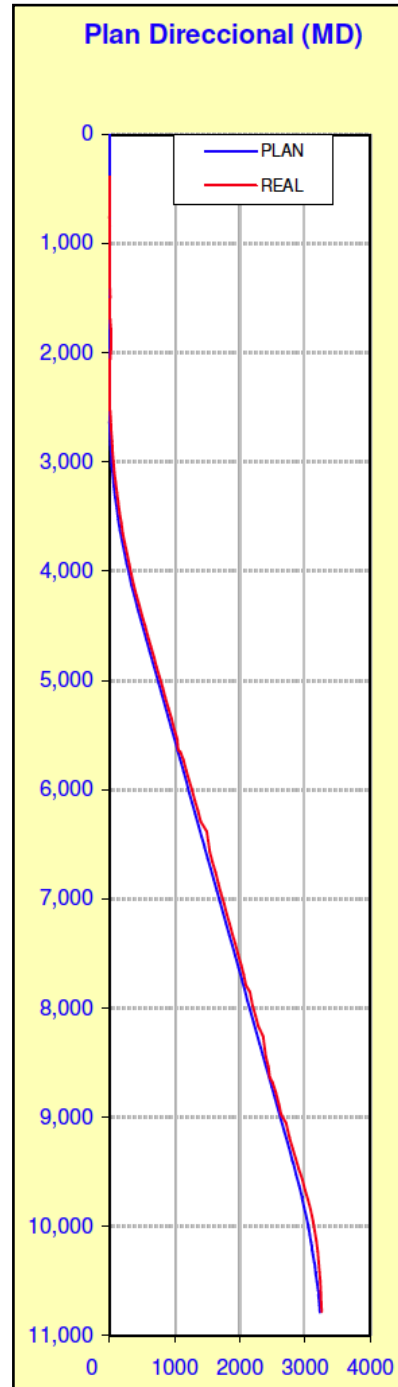


GRÁFICO 5.1 PERFIL DIRECCIONAL POZO XD (REAL VS PROGRAMADO)

TABLA 5.2
PARÁMETROS OPERACIONALES

Diámetro (pulg)	ROP (pies/hr)		RPM		WOB (klb)	
	Programado	Real	Programado	Real	Programado	Real
26	20	28.73	50-80	70	2-8	2-14
16	40	62.85	50-80	100	5-15	8-18
16	105.1	62.55	60-80	70	10-25	6-26
12 ¼	47.7	27.69	40-70	60	5-25	10-40
12 ¼	24	23.69	50-60	60	15-30	15-48
12 ¼	47.3	32.78	60-80	60	10-20	8-20
8 ½	52.7	31.62	50-60	90	10-20	2-20

TABLA 5.3
TIEMPO DE PERFORACIÓN (BROCAS)

Diámetro (pulg)	Horas	
	Programado	Real
26	15	9.85
16	5	2.88
16	50	52.10
12 ¼	42	79.27
12 ¼	25	19.28
12 ¼	20	24.65
8 ½	28	54.52

Tiempos a profundidad actual	
Tiempo segun plan	28.00
Tiempo Real	27.85
Tiempo limpio	26.15
Tiempo sin NPT Rig	27.02
Total: NPT (hr):	41.00
% Tiempo Productivo	93.9%

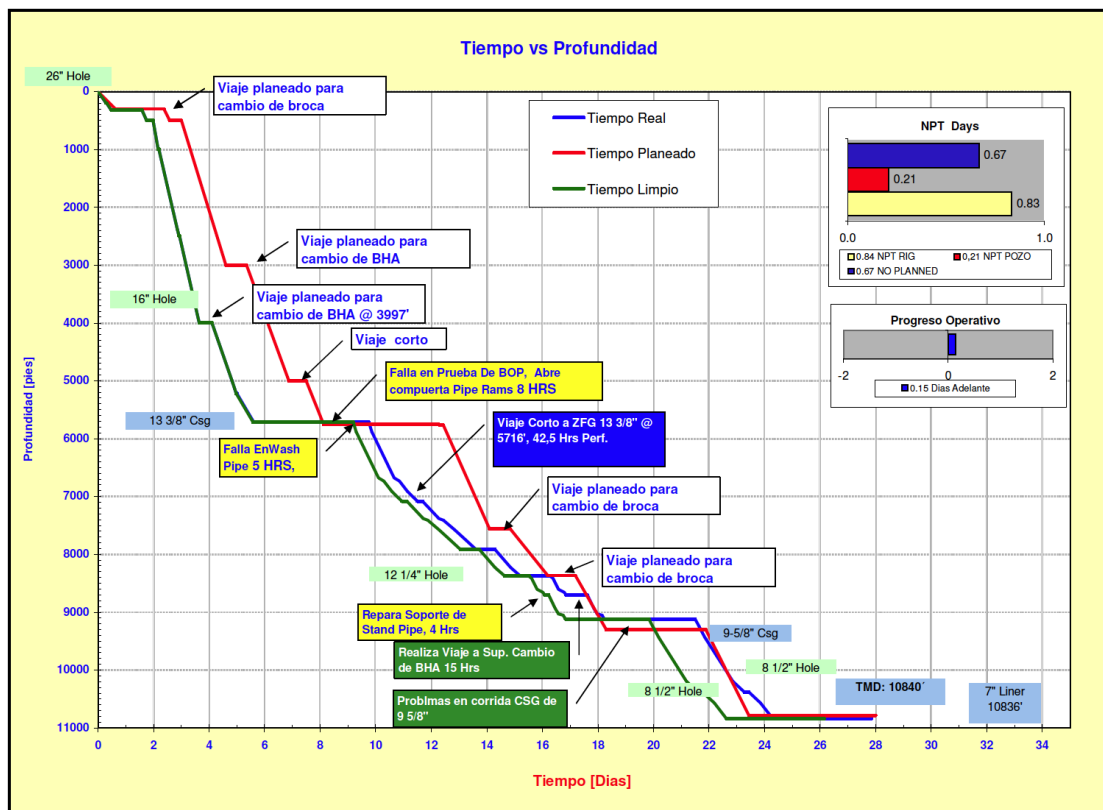


GRÁFICO 5.2 COMPARACIÓN TIEMPO PROGRAMADO VS REAL

5.2. Análisis del Rendimiento de cada Broca

5.2.1. Sección Superficial

Broca # 1

Tricónica GTX-CG1, Sección de 26" Dientes de Acero

Se perforó un intervalo total de 319' desde superficie con poco peso sobre la broca para mantener la verticalidad y minimizar la tendencia al embolamiento. Se atravesó el conglomerado superficial.

Broca # 2

Tricónica GTX-C1, Sección de 16" Dientes de Acero

Se inicia la perforación de la sección de 16", los parámetros se incrementan gradualmente a medida que avanza la perforación hasta la profundidad de 500'. En esta corrida se perforó un total de 181' en 2.88 horas dando un rendimiento promedio efectivo de 62.85 pies/hora

Broca # 3

PDC HCD605, Sección de 16"

La broca perforó rotando 2874' en 18.46 horas con un ROP de 155.63 ft/hrs y deslizando 623' en 6.15 horas. Una vez llegado a las 40 horas de perforación según el programa se realiza el viaje a superficie para ampliar el TFA para poder llegar a TD de esta sección, perforando un total de 3497' en 24.62 horas con un rendimiento promedio efectivo de 142.06 pies/hora

Broca # 3R

PDC HCD605, Sección de 16"

Se reinicia la perforación de la sección de 16" con TFA= 1.2, llegando a profundidad de asentamiento del casing de 5716' (88 pies dentro de la formación Orteguaza). En esta corrida se perforó un total de 1719' a 62.55 ft/hr.

5.2.2. Sección Intermedia

Broca # 4

PDC HCD605X Sección de 12 ¼"

Esta broca perforó con sarta direccional un intervalo total de 2195' en 79.27 horas con un ROP 27.69 ft/hr, rotados fueron 2043' en 67.83

horas y deslizados un total de 152' en 11.43 horas dentro de las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu incluyendo el conglomerado superior y una parte del Conglomerado Basal de esta última formación.

Una vez llegado a 7911' según el programa de perforación se realiza el viaje a superficie para cambiar a la broca tricónica con el fin de perforar el conglomerado inferior.

Broca # 5

Tricónica MXL-CS20DX1 Sección de 12 ¼"

Para este intervalo de conglomerado masivo inferior (Chert) se bajó una broca tricónica de insertos de carburo de tungsteno IADC 517, la misma que perforó un intervalo total de 462' en 19.28 horas, con parámetros de 780 gpm, 60 rpm y WOB desde los 8 hasta los 48 klb en toda la carrera.

Una vez llegado 8373' según el programa de perforación se realiza el viaje a superficie para realizar el cambio de broca Tricónica a PDC para así llegar al TD de la sección según el plan de perforación.

Broca # 6**PDC HC604S Sección de 12 ¼**

Esta broca de 4 aletas y cortadores de 19mm brinda un buen desempeño perforando 330' en 12.05 horas con un ROP de 27.39 ft/hrs, dentro de la formación Tena con menores valores de los parámetros por razones de presión y torque.

Debido a que el comportamiento del BHA no es el esperado se decide realizar el viaje a superficie para una nueva configuración; al ser inspeccionada la broca se constató su buen estado por lo que se decidió volver a bajarla.

Broca # 6R**PDC HC604S Sección de 12 1/4"**

Esta broca de 4 aletas brindó un buen desempeño perforando 413' en 12.60 horas dentro de la formación Tena con menores parámetros operacionales por motivos de presión, con un ROP de 32.78 ft/hrs. A 9116' se decide que el TD sea a esta profundidad.

5.2.3. Sección de Producción

Broca # 8

PDC HCM506Z Sección de 8 1/2"

La Broca perforó 1724' en 31.62 horas con un ROP de 31.62 ft/hrs dentro de la formaciones Tena, Napo y Hollín mostrando un buen rendimiento al atravesar la litología variada de calizas, arenas y lutitas de la formación Napo.

Una vez llegado a 10840' se decide que esta profundidad sea el TD final, existiendo una variación de 5' con respecto a la profundidad total programada.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 1) Para perforar un pozo, la información que se puede obtener de los pozos vecinos como: litología, parámetros operacionales, registros geofísicos, entre otros; es de vital importancia para diseñar el programa de brocas más óptimo. Además de estos datos otra consideración importante es el perfil direccional del pozo con el cual se puede determinar el trabajo a realizarse tanto en inclinación (construcción, tangente o tumbado) como en dirección (azimuth).
- 2) El conglomerado superficial (zona de cantos rodados) se debe perforar triturándolo, mediante el uso de brocas tricónicas de dientes de acero.
- 3) Para evitar el hinchamiento rápido de las formaciones arcillosas, es de vital importancia obtener la máxima tasa de penetración posible

(ROP), objetivo que se logra teniendo una gran área de desalojo, cortadores grandes y un buen diseño hidráulico.

- 4) La selección del tipo de broca se facilita conociendo la litología a perforar y características, tales como dureza, abrasión y composición permitirán establecer la estructura de corte más adecuada.
- 5) La capacidad máxima de las bombas del taladro limita la optimización de la hidráulica de las brocas; debido a que en el diseño, al depender de dichas bombas, no siempre se puede perforar con el caudal que generará el HSI más adecuado.
- 6) El peso del lodo es la propiedad del fluido de perforación más influyente en el comportamiento hidráulico de las brocas, debido a que es directamente proporcional al HSI y SPP; sin embargo no se debe perforar con pesos elevados de lodo, a excepciones estrictamente necesarias, ya que pesos altos disminuyen la tasa de penetración (ROP).
- 7) Un alto torque indica que la broca probablemente tenga algún daño en su estructura de corte o la inclinación del pozo está cambiando; a pesar de esto se debe hacer una revisión de todas las herramientas

usadas en el BHA, principalmente los estabilizadores, los cuales podrían estar generando dicho torque.

- 8)** Para que la estructura de corte se mantenga perforando a una óptima ROP se debe aplicar peso sobre la broca antes que aumentar la velocidad rotaria, tanto para la tricónica como la PDC, logrando además estabilizar la broca y evitar remolino.

- 9)** Al existir un alto porcentaje (entre 90 y 100%) de conglomerado chertoso (Chert) en el estrato Inferior de Tiyuyacu y si su espesor es mayor a 300 ft, la mejor forma de atravesarlo es usando una broca tricónica de insertos de carburo de tungsteno debido a la elevada dureza y abrasividad de la zona, además de no requerir control de parámetros. Si se utiliza PDC en esta formación, sus cortadores se desgastarían y astillarían rápidamente, por lo que un control de parámetros sería necesario.

RECOMENDACIONES

- 1) Para atravesar Lutitas (shales) suaves y limpias se debe aumentar la velocidad de rotación (RPM) y disminuir el peso sobre la broca (WOB) con el fin de mejorar la tasa de penetración (ROP). No se recomienda trabajar con HSI mayores a 3 debido a que los mismos pueden ocasionar su derrumbe y posteriores problemas en la perforación.

- 2) Para perforar calizas (limestone) duras se recomienda incrementar el peso sobre la broca (WOB) y disminuir la velocidad de rotación (RPM) para permitir que los cortadores cizallen de mejor manera la formación. Se debe tener en cuenta que debido a la dureza de estas formaciones las ROP que se obtienen normalmente no son altas (menores a 50 ft/hr).

- 3) Para maximizar la tasa de penetración (ROP) en areniscas (sandstone) duras se debe aumentar el peso sobre la broca (WOB) y disminuir la velocidad de rotación (RPM); de esta manera se asegura reducir el desgaste de los cortadores por abrasión y continuar con una buena estructura de corte en toda la sección de arenisca y en los estratos siguientes.

- 4)** El rango recomendado para HSI debe estar entre 2 y 4 HP/pg², con el fin de asegurar la mejor limpieza del fondo del hueco y por ende maximizar la tasa de penetración, ya que valores de HSI mayores a 4 pueden causar la fractura rápida de la roca como en las lutitas, o causar embolamiento de la broca en los estratos de arcillas en el caso de tener HSI menores a 2.
- 5)** La mayor información disponible de pozos vecinos permitirá diseñar una prognosis geológica promedio de las zonas a perforar, estableciendo litología, topes y bases de las formaciones, para así planificar el programa de brocas más adecuado.
- 6)** Debido a su comprobada resistencia y eficiencia para la perforación del Conglomerado de Tiyuyacu (estrato chertoso) se aconseja mantener el uso de una broca de insertos estableciendo los topes precisos a fin de perforar con seguridad dentro del intervalo y optimizar los parámetros operacionales.
- 7)** Realizar siempre la perforación de la sección Superficial con broca Tricónica de dientes hasta atravesar la zona de Boulders con el fin de no tener inconvenientes en la perforación del mismo. El uso de

brocas PDC en esta sección no es recomendable debido a que esta litología causa rotura y astillamiento de los cortadores por impacto.

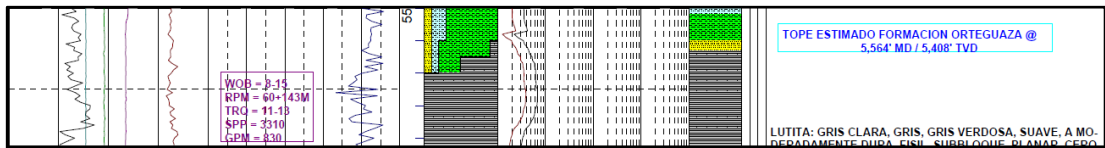
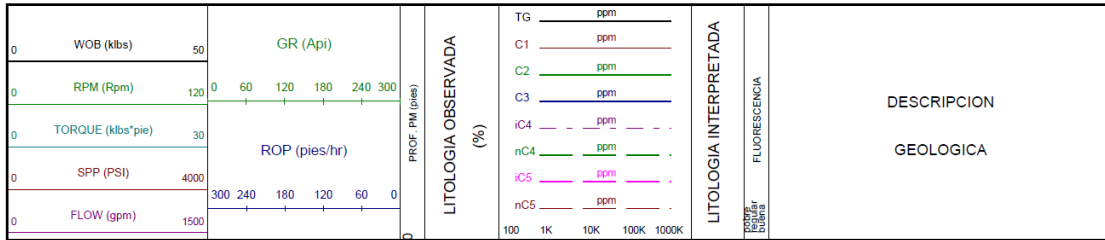
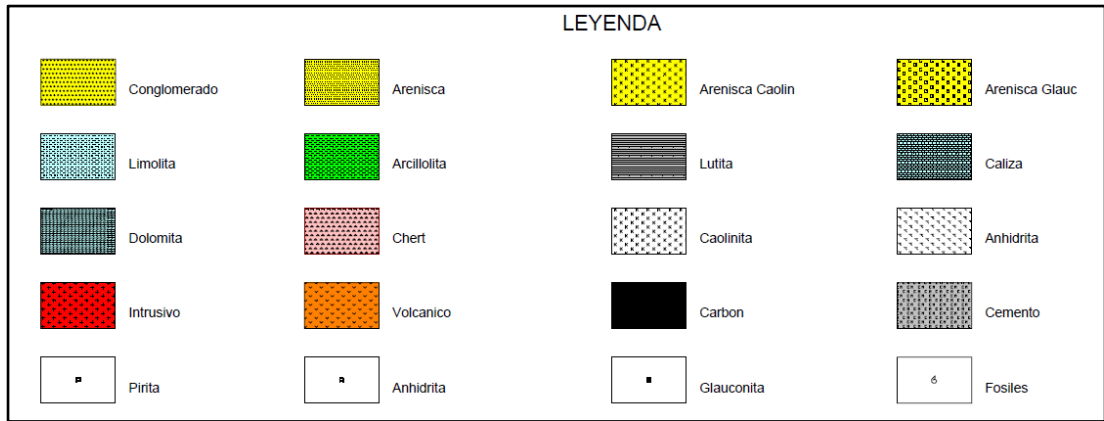
- 8)** En caso de existir elevadas caídas de presión en los componentes del BHA se recomienda cambiar el motor de fondo (cuyas pérdidas alcanzan aproximadamente los 900 psi) por un Sistema de Navegación Rotaria (Rotary Steerable System), donde las pérdidas son casi nulas permitiendo de ésta manera mejorar las condiciones de limpieza del hueco, enfriamiento de los cortadores y por consiguiente la tasa de penetración (ROP).

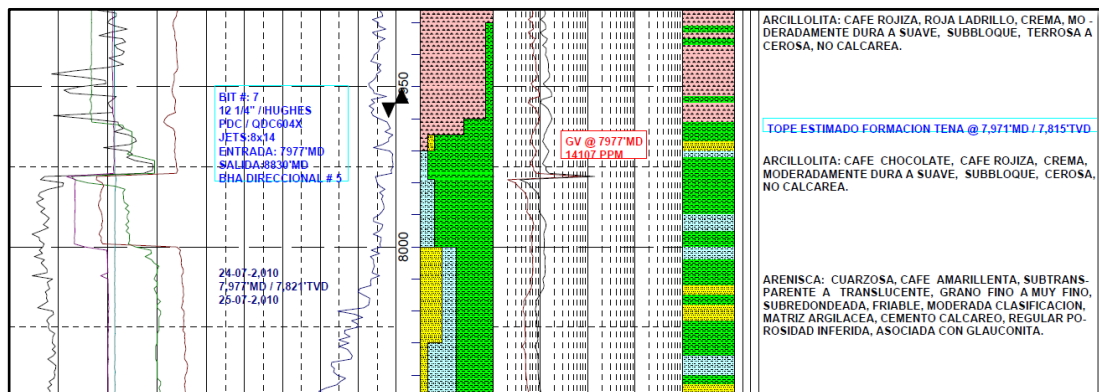
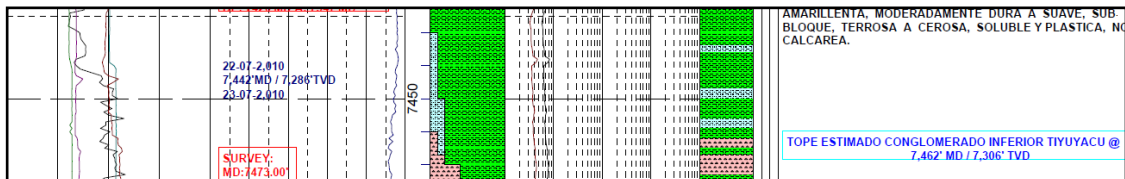
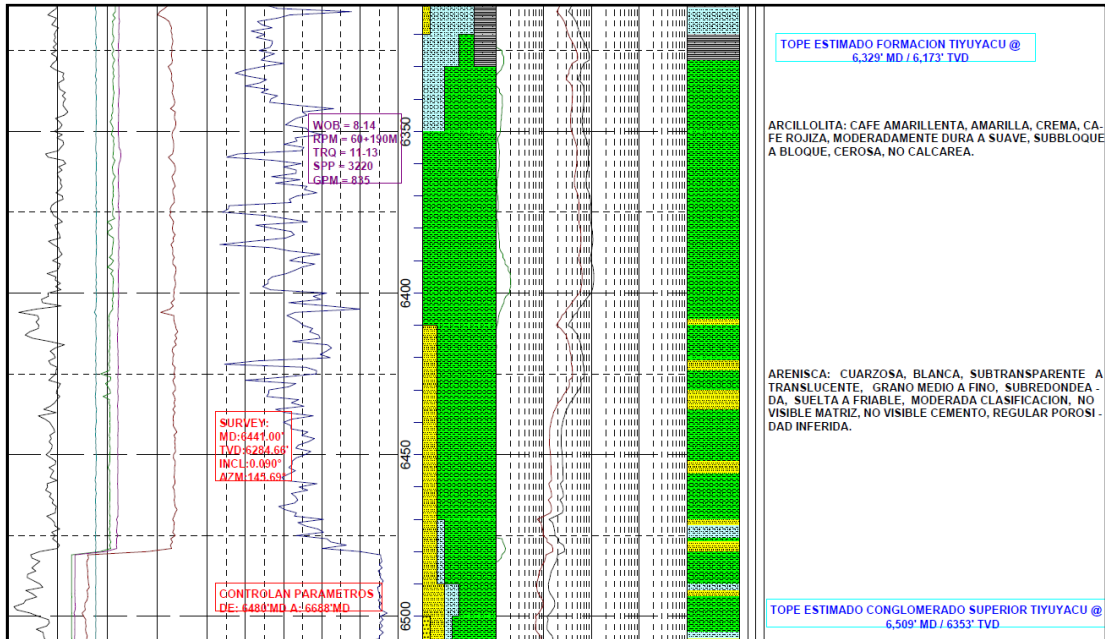
ANEXOS

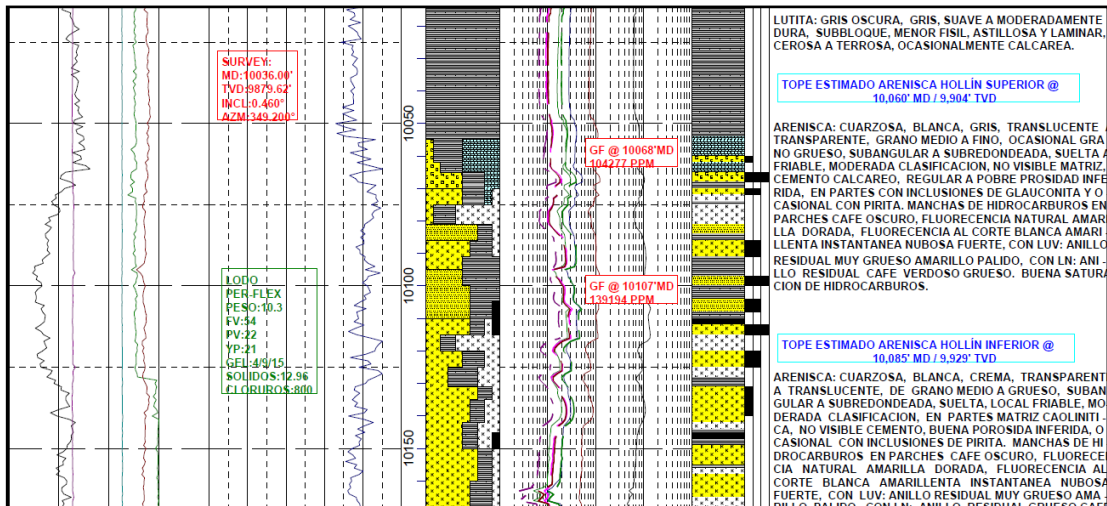
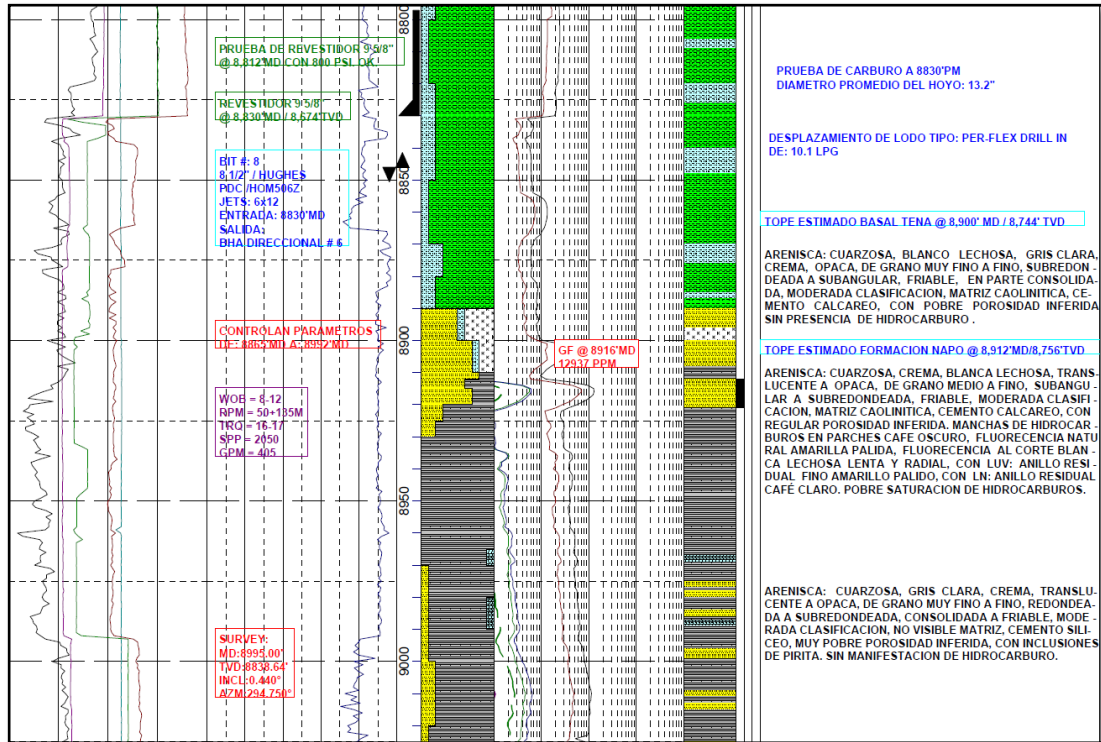
ANEXO A

MASTERLOG

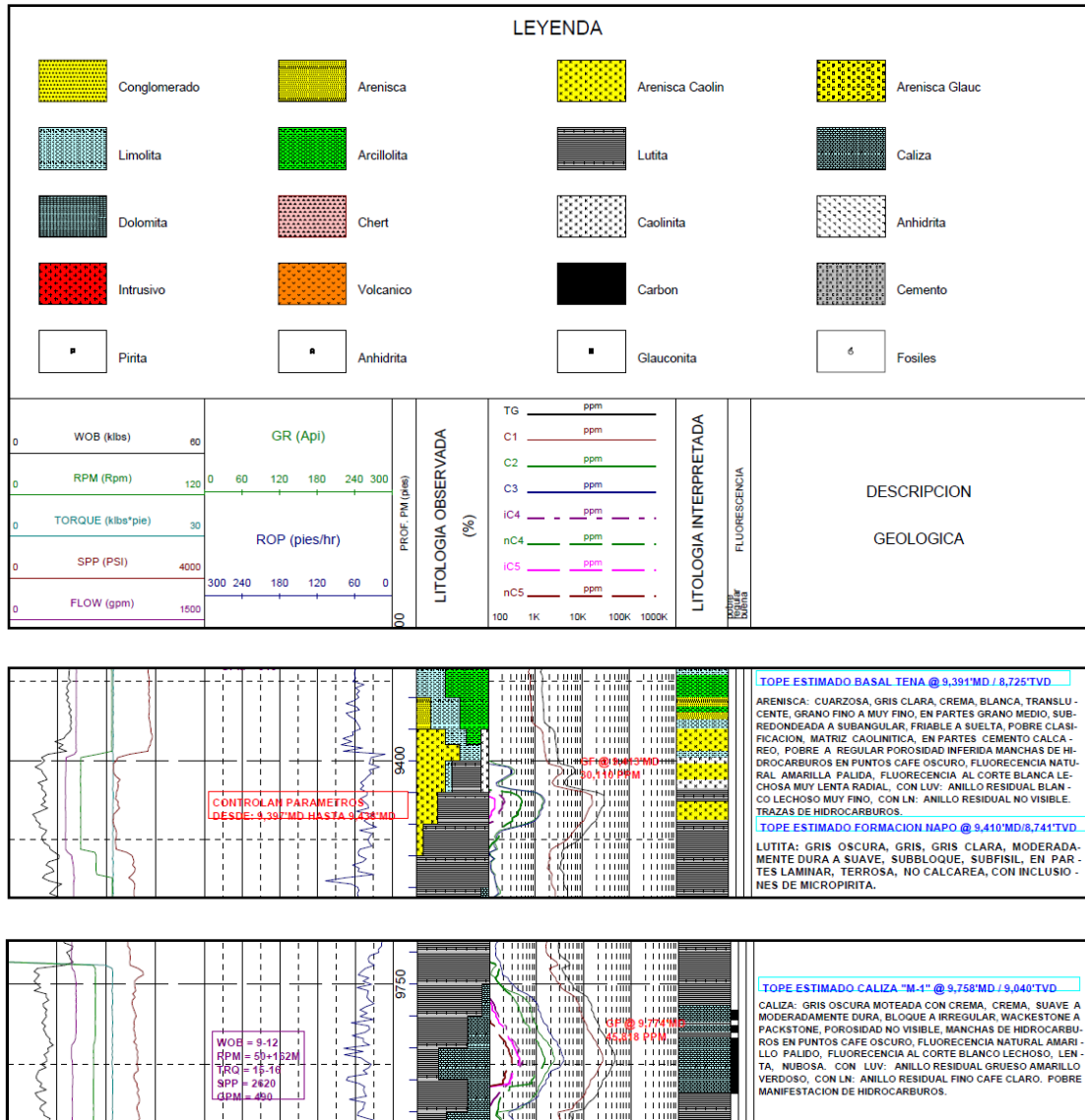
POZO YD

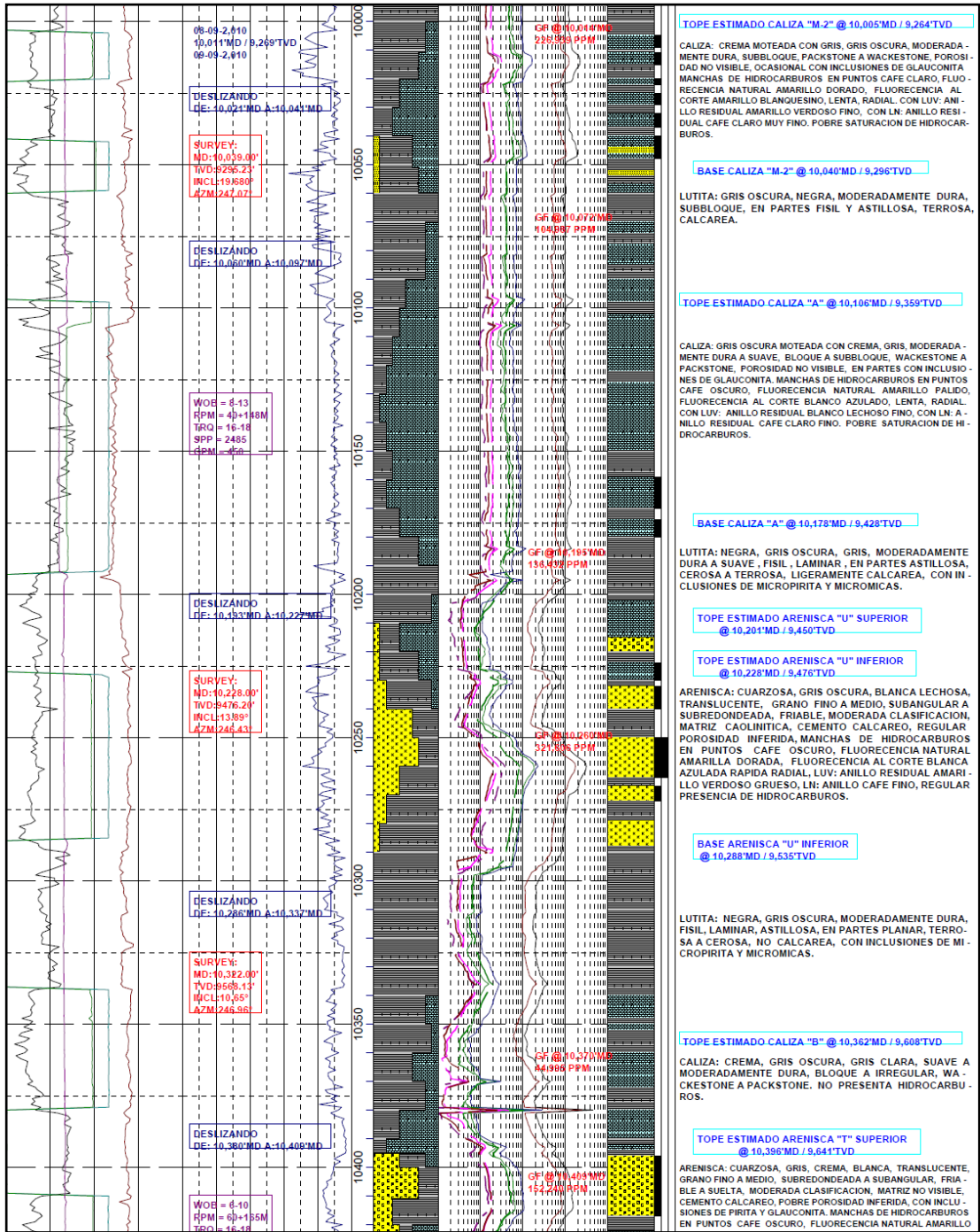


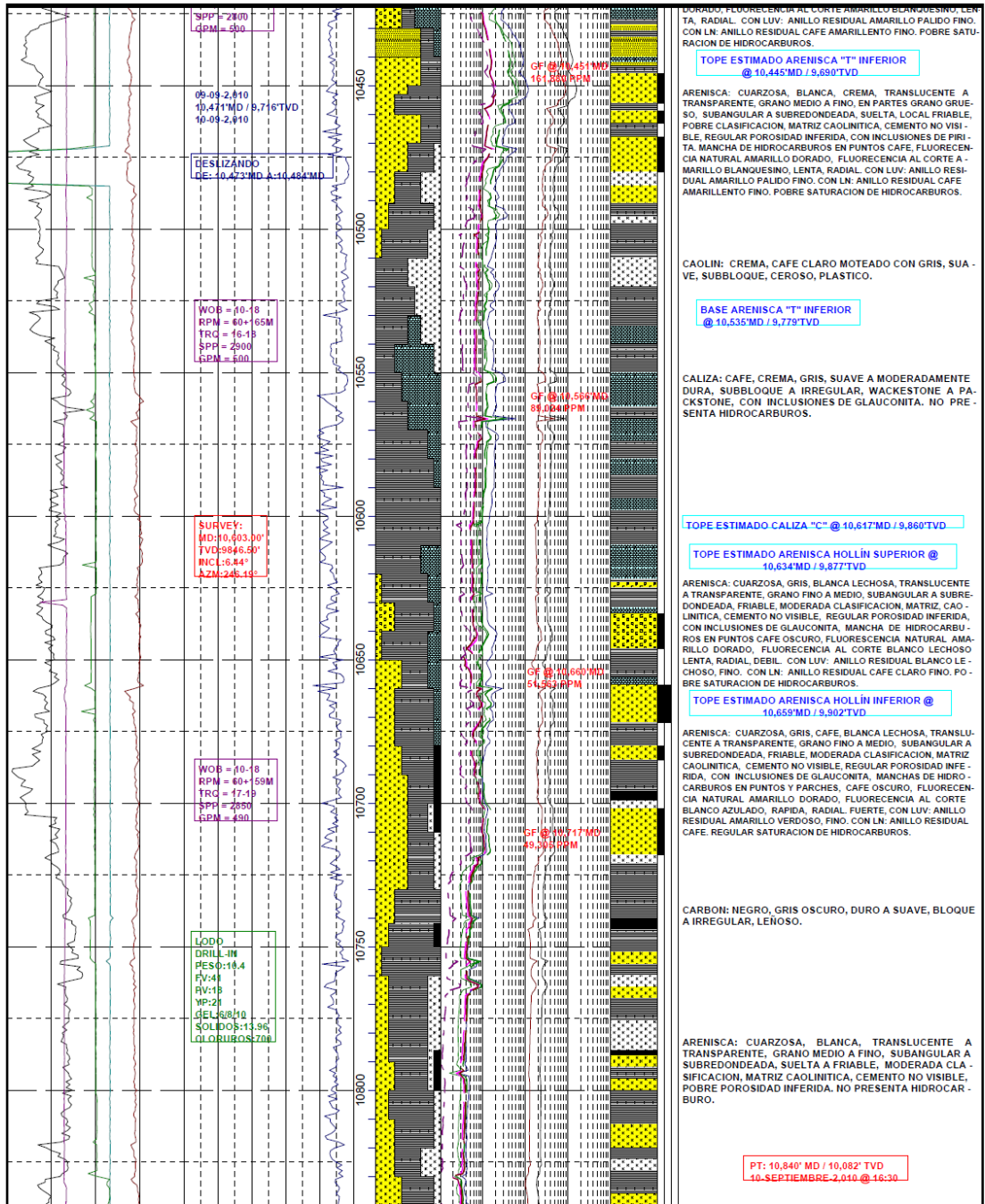




ANEXO B MASTERLOG POZO XD







ANEXO C

SURVEY POZO XD

WELLPATH DATA		Wellbore: Sacha 242D			Wellpath: Sacha 242D Rev A.2			† = interpolated/extrapolated station			Comments
MD	Inclination	Azimuth	TVD	Vert Sect	North	East	DLS	Build Rate	Turn Rate		
[ft]	[°]	[°]	[ft]	[ft]	[ft]	[ft]	[°/100ft]	[°/100ft]	[°/100ft]		
†	0	0	248,382	0	0	-64,85	564,18	0	0	0	
	26	0	248,382	26	0	-64,85	564,18	0	0	0	Tie On
†	126	0	248,382	126	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	226	0	248,382	226	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	326	0	248,382	326	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	426	0	248,382	426	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	526	0	248,382	526	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	626	0	248,382	626	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	726	0	248,382	726	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	826	0	248,382	826	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	926	0	248,382	926	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1026	0	248,382	1026	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1126	0	248,382	1126	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1226	0	248,382	1226	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1326	0	248,382	1326	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1426	0	248,382	1426	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1526	0	248,382	1526	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1626	0	248,382	1626	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1726	0	248,382	1726	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1826	0	248,382	1826	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	1926	0	248,382	1926	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2026	0	248,382	2026	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2126	0	248,382	2126	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2226	0	248,382	2226	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2326	0	248,382	2326	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2426	0	248,382	2426	0	-64,85	564,18	0	0	0	
†	2500	0	248,382	2500	0	-64,85	564,18	0	0	0	End of Tangent
†	2526	0,39	248,382	2526	0,09	-64,89	564,09	1,5	1,5	0	
†	2626	1,89	248,382	2625,98	2,08	-65,62	562,24	1,5	1,5	0	
†	2726	3,39	248,382	2725,87	6,68	-67,32	557,96	1,5	1,5	0	
†	2826	4,89	248,382	2825,6	13,9	-69,98	551,25	1,5	1,5	0	
†	2926	6,39	248,382	2925,12	23,73	-73,6	542,11	1,5	1,5	0	
†	3026	7,89	248,382	3024,34	36,16	-78,18	530,56	1,5	1,5	0	
†	3126	9,39	248,382	3123,2	51,18	-83,71	516,59	1,5	1,5	0	
†	3226	10,89	248,382	3221,64	68,79	-90,2	500,23	1,5	1,5	0	
†	3326	12,39	248,382	3319,58	88,96	-97,63	481,47	1,5	1,5	0	
†	3426	13,89	248,382	3416,96	111,69	-106,01	460,34	1,5	1,5	0	
†	3526	15,39	248,382	3513,71	136,97	-115,32	436,84	1,5	1,5	0	
†	3626	16,89	248,382	3609,76	164,77	-125,56	411	1,5	1,5	0	
†	3726	18,39	248,382	3705,06	195,07	-136,72	382,83	1,5	1,5	0	
†	3826	19,89	248,382	3799,53	227,86	-148,8	352,35	1,5	1,5	0	
†	3926	21,39	248,382	3893,11	263,1	-161,79	319,58	1,5	1,5	0	
†	4026	22,89	248,382	3985,73	300,79	-175,67	284,54	1,5	1,5	0	
†	4126	24,39	248,382	4077,34	340,89	-190,45	247,27	1,5	1,5	0	
†	4226	25,89	248,382	4167,86	383,37	-206,1	207,77	1,5	1,5	0	
†	4326	27,39	248,382	4257,24	428,21	-222,62	166,09	1,5	1,5	0	
†	4366,67	28	248,382	4293,25	447,11	-229,58	148,52	1,5	1,5	0	End of Build
†	4426	28	248,382	4345,64	474,96	-239,84	122,62	0	0	0	
†	4526	28	248,382	4433,93	521,91	-257,14	78,98	0	0	0	
†	4626	28	248,382	4522,23	568,86	-274,44	35,33	0	0	0	
†	4726	28	248,382	4610,52	615,8	-291,73	-8,31	0	0	0	
†	4826	28	248,382	4698,82	662,75	-309,03	-51,96	0	0	0	
†	4926	28	248,382	4787,11	709,7	-326,32	-95,6	0	0	0	
†	5026	28	248,382	4875,41	756,65	-343,62	-139,25	0	0	0	
†	5126	28	248,382	4963,7	803,59	-360,92	-182,89	0	0	0	

†	5226	28	248,382	5052	850.54	-378.21	-226.54	0	0	0		
†	5326	28	248,382	5140.29	897.49	-395.51	-270.18	0	0	0		
†	5426	28	248,382	5228.59	944.43	-412.81	-313.82	0	0	0		
†	5526	28	248,382	5316.88	991.38	-430.1	-357.47	0	0	0		
†	5626	28	248,382	5405.17	1038.33	-447.4	-401.11	0	0	0		
†	5726	28	248,382	5493.47	1085.28	-464.7	-444.76	0	0	0		
†	5826	28	248,382	5581.76	1132.22	-481.99	-488.4	0	0	0		
†	5926	28	248,382	5670.06	1179.17	-499.29	-532.05	0	0	0		
†	6026	28	248,382	5758.35	1226.12	-516.59	-575.69	0	0	0		
†	6126	28	248,382	5846.65	1273.06	-533.88	-619.34	0	0	0		
†	6226	28	248,382	5934.94	1320.01	-551.18	-662.98	0	0	0		
†	6326	28	248,382	6023.24	1366.96	-568.48	-706.63	0	0	0		
†	6426	28	248,382	6111.53	1413.91	-585.77	-750.27	0	0	0		
†	6526	28	248,382	6199.83	1460.85	-603.07	-793.92	0	0	0		
†	6626	28	248,382	6288.12	1507.8	-620.36	-837.56	0	0	0		
†	6726	28	248,382	6376.42	1554.75	-637.66	-881.21	0	0	0		
†	6826	28	248,382	6464.71	1601.69	-654.96	-924.85	0	0	0		
†	6926	28	248,382	6553.01	1648.64	-672.25	-968.5	0	0	0		
†	7026	28	248,382	6641.3	1695.59	-689.55	-1012.14	0	0	0		
†	7126	28	248,382	6729.6	1742.54	-706.85	-1055.79	0	0	0		
†	7226	28	248,382	6817.89	1789.48	-724.14	-1099.43	0	0	0		
†	7326	28	248,382	6906.19	1836.43	-741.44	-1143.07	0	0	0		
†	7426	28	248,382	6994.48	1883.38	-758.74	-1186.72	0	0	0		
†	7526	28	248,382	7082.78	1930.32	-776.03	-1230.36	0	0	0		
†	7626	28	248,382	7171.07	1977.27	-793.33	-1274.01	0	0	0		
†	7726	28	248,382	7259.36	2024.22	-810.63	-1317.65	0	0	0		
†	7826	28	248,382	7347.66	2071.17	-827.92	-1361.3	0	0	0		
†	7926	28	248,382	7435.95	2118.11	-845.22	-1404.94	0	0	0		
†	8026	28	248,382	7524.25	2165.06	-862.52	-1448.59	0	0	0		
†	8126	28	248,382	7612.54	2212.01	-879.81	-1492.23	0	0	0		
†	8226	28	248,382	7700.84	2258.95	-897.11	-1535.88	0	0	0		
†	8326	28	248,382	7789.13	2305.9	-914.4	-1579.52	0	0	0		
†	8426	28	248,382	7877.43	2352.85	-931.7	-1623.17	0	0	0		
†	8526	28	248,382	7965.72	2399.8	-949	-1666.81	0	0	0		
†	8626	28	248,382	8054.02	2446.74	-966.29	-1710.46	0	0	0		
†	8726	28	248,382	8142.31	2493.69	-983.59	-1754.1	0	0	0		
†	8826	28	248,382	8230.61	2540.64	-1000.89	-1797.75	0	0	0		
†	8926	28	248,382	8318.9	2587.58	-1018.18	-1841.39	0	0	0		
†	9026	28	248,382	8407.2	2634.53	-1035.48	-1885.04	0	0	0		
†	9126	28	248,382	8495.49	2681.48	-1052.78	-1928.68	0	0	0		
†	9226	28	248,382	8583.79	2728.43	-1070.07	-1972.32	0	0	0		
†	9326	28	248,382	8672.08	2775.37	-1087.37	-2015.97	0	0	0		
†	9414.25	28	248,382	8750	2816.8	-1102.63	-2054.49	0	0	0	End of Tangent	
†	9426	27,818	248,382	8760.38	2822.3	-1104.66	-2059.6	1.55	-1.55	0		
†	9526	26,268	248,382	8849.45	2867.77	-1121.41	-2101.87	1.55	-1.55	0		
†	9626	24,718	248,382	8939.71	2910.81	-1137.27	-2141.88	1.55	-1.55	0		
†	9726	23,168	248,382	9031.1	2951.39	-1152.22	-2179.6	1.55	-1.55	0		
†	9826	21,618	248,382	9123.56	2989.48	-1166.25	-2215.02	1.55	-1.55	0		
†	9926	20,068	248,382	9217.01	3025.06	-1179.36	-2248.09	1.55	-1.55	0		
†	10026	18,518	248,382	9311.39	3058.1	-1191.53	-2278.81	1.55	-1.55	0		
†	10126	16,968	248,382	9406.63	3088.57	-1202.76	-2307.14	1.55	-1.55	0		
†	10188.44	16	248,382	9466.51	3106.29	-1209.29	-2323.61	1.55	-1.55	0	End of Drop	
†	10226	15,423	248,382	9502.66	3116.46	-1213.04	-2333.07	1.54	-1.54	0		
†	10326	13,887	248,382	9599.41	3141.76	-1222.36	-2356.58	1.54	-1.54	0		
†	10426	12,35	248,382	9696.79	3164.46	-1230.72	-2377.68	1.54	-1.54	0		
†	10526	10,814	248,382	9794.75	3184.53	-1238.11	-2396.35	1.54	-1.54	0		
†	10626	9,278	248,382	9893.22	3201.98	-1244.54	-2412.56	1.54	-1.54	0		
†	10661.33	8,735	248,382	9928.11	3207.51	-1246.58	-2417.71	1.54	-1.54	0	End of Drop	1
†	10726	7,823	248,382	9992.11	3216.82	-1250.01	-2426.36	1.41	-1.41	0		
†	10784.38	7	248,382	10050	3224.35	-1252.78	-2433.36	1.41	-1.41	0	End of Drop	

BIBLIOGRAFÍA

ARCHIVOS DIGITALES

- 1) **Barrenas e Hidráulica de Perforación**, PDF, Pag. 30 – 41, 80.
- 2) **Diseño de la Perforación Pozos**, PDF, Pag. 90 – 97.
- 3) JAIRO MOLENO, **Diseño de Sartas y Perforación Direccional**,
Diapositiva.
- 4) **Fluidos de Perforación e Hidráulica**, PDF, Pag. 2 – 10, 25 – 29.
- 5) **Hidráulica de Perforación**, PDF, Pag. 1 – 14.
- 6) **Introducción a la Perforación Direccional**, Apuntes Perforación
Direccional, Diapositiva.
- 7) **Reología e Hidráulica**, PDF, Capitulo 5.
- 8) **Survey Direccional**, Apuntes Perforación Direccional, Diapositiva.

LIBROS

- 9) BAKER HUGHES, **Drill Bit Foundation**, Capítulo 2 - 3, Pag. 5 – 132.

- 10) GRENVILLE DRAPER - GABRIEL YANNI, **Diccionario de Términos Geológicos**: Inglés/Español – Español/Ingles (Florida International University, Department Earth of Science), 1987.

- 11) STEVE TAYLOR, **Procedimiento para correr brocas de perforación** Reed Hycalog.

WEBS

- 12) <http://www.geotecdrill.es/>

- 13) <http://www.scribd.com/doc/24882797/Brocas-de-Perforacion-by-Halliburton>

- 14) <http://www.scribd.com/doc/19414708/Brocas-de-Perforacion>

- 15) <http://www.smc.sandvik.com/sandvik/5800/Internet/S000878.nsf/LookPortal/Portal4457963A7BC8A7BAC1256D20006D7115>