Diseño del Programa de Brocas Requerido para Perforar el Pozo Direccional XD

González Andrés (1) Jara Manuel (2) Ramírez Luis (3) Malavé Kléber (4)
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Escuela Superior Politécnica del Litoral
Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador
andgonza@espol.edu.ec (1) mhjara@espol.edu.ec (2) viramire@espol.edu.ec (3) kmalave@espol.edu.ec (4)

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 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.

Palabras Claves: *Programa de Brocas, Brocas, Pozo Direccional, Hidraúlica de Brocas*

Abstract

This paper develops the design of bits program required to drill a directional well, considering that during the well planning it must be selected the correct drill bits to be used according to the formations characteristics and the well profile. The first part shows the theoretical part of drill bits in order to know their characteristics and application so then make proper use of them. After that it makes a detailed study of the preliminary information of off-set wells, so that the program represents an average of the area. Based on this information, the engineer may carry out an initial selection of drill bits. Finally selected bits, it makes the hydraulic calculation and optimization of each one, which will improve the performance of bit in order to propose the best bit program for the drilling.

Keywords*: Bit program, Bits, Directional well, Bits Hydraulic.*

1. 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.

2. Capítulo I. Fundamentos Teóricos

2.1 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.

2.2. Tipos

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

Brocas Tricónicas

[1] 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.

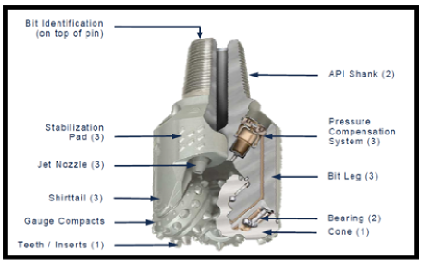


Figura 1. Broca tricónica

Pueden perforar formaciones muy duras, muy abrasivas, blandas, plásticas

Brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalinos)

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. La estructura de una broca de diamante se compone de tres partes:

- La estructura de corte.
- El cuerpo (también denominado corona).
- La espiga (shank).

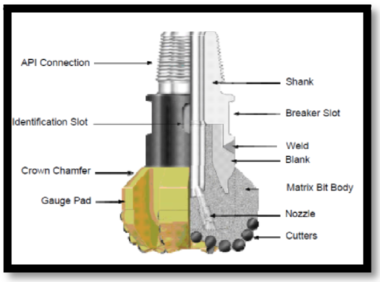


Figura 2. Broca PDC

Alta resistencia para perforar en formaciones duras a semiduras, y en algunos casos formaciones suaves.

2.3. Descripción de los Mecanismos de Perforación

Mecanismos de Corte de las Brocas PDC

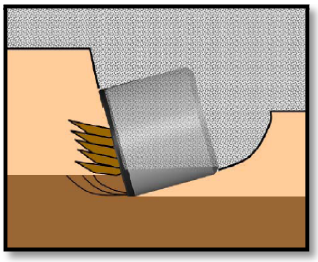


Figura 3. Fractura de la roca por corte

Mecanismo de Corte de las Brocas Tricónicas

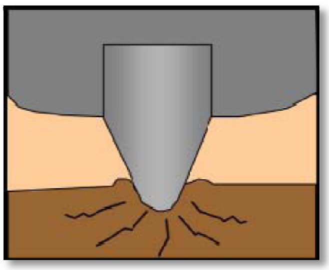


Figura 4. Fractura de la roca por compresión

3. Capítulo II. Información Preliminar para la 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.

3.1. Descripción general del Pozo

El pozo XD servirá para desarrollar el campo **"S"**, 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".

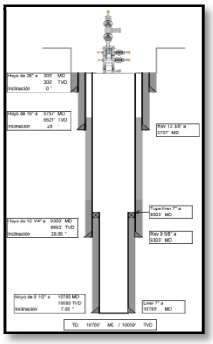


Figura 5. Configuración Mecánica Planeada

3.2. Información de Pozos Vecinos

[2] 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 1. 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

3.2. 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.

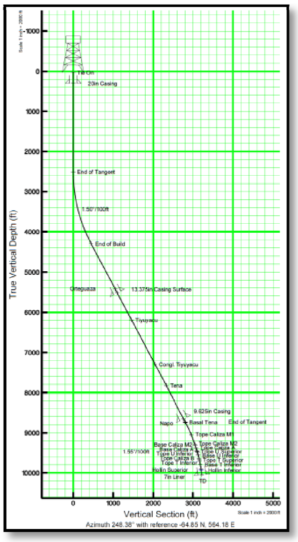


Figura 6. Perfil Direccional del Pozo XD

3.3. Programa de Fluidos de Perforación

[3] 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.

Propiedades estimadas del Lodo

Tabla 1. Valores estimados para la perforación de la sección de 8 ½"

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

3.3 Información de las Bombas del Taladro

Tener en cuenta las limitaciones del equipo puede ayudar a desarrollar una solución realista y práctica a un problema en la perforación.

Tabla 2. Presión máxima generada por el Taladro y caudal máximo entregado por las Bombas

Max Presión	3800 psi
Caudal Max.	1000 gpm

3.4. Parámetros Operacionales

Son un indicativo de lo que está ocurriendo al fondo del pozo, particularmente con la broca; los parámetros son:

- Torque.
- Peso sobre la Broca (WOB).
- Tasa de Penetración (ROP).
- Velocidad de Rotación (RPM).
- Tasa de Flujo (Caudal).

3.5. Control de Parámetros en Formaciones Complejas

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.

Problemas relacionados con los Conglomerados Cherts de Tiyuyacu Inferior

En la perforación de pozos vecinos al XD se han presentado diferentes problemas cuando se atraviesa Tiyuyacu Inferior, debido a la abrasividad, por la presencia de Chert; además que tiende a hincharse por la presencia de arcilla, originándose primordialmente el aprisionamiento de tubería debido a huecos apretados, derrumbes y embolamiento de la broca.

4. Capítulo III. Cálculo y Optimización de la Hidráulica Requerida por las Brocas

4.1. BHA de Fondo

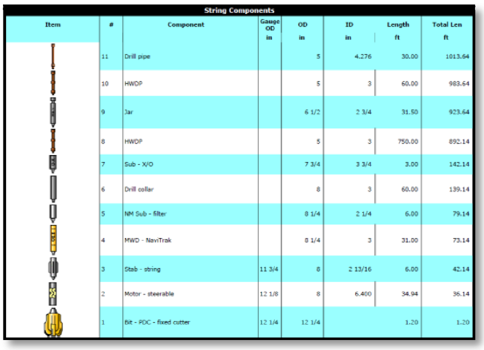
Todo BHA ejerce fuerza laterales sobre la broca, lo que causa la construcción del ángulo de inclinación, caída o mantenimiento del mismo. Es por ello que los BHA se pueden utilizar para el control de la desviación de un pozo y a la vez afectar el desarrollo de la perforación, como es el caso de las pérdidas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

Métodos de Control Direccional

- **[4]** Principio Fulcrum (Es usado para levantar ángulo).
- Principio Péndulo (Se aplica para disminuir ángulo).
- Principio de Estabilización (Se aplica para mantener la inclinación).

Ejemplo del BHA de Estabilización en la Sección de 12 ¼" del Programa Recomendado

Inicio de MD (ft)	Fin de MD (ft)	Intervalo (ft)	Inicio de TVD (ft)	Fin del TVD (ft)
5757	9308	3550	5521	8656



String Components

#	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 7. BHA de Estabilización

4.2. Propiedades del Lodo en la Hidráulica de Brocas

Tabla 3. Efecto de las principales Propiedades del Lodo en la Hidráulica de Brocas

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

4.3. Surveys

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

Tabla 4. Datos tomados en el Survey del Pozo XD

MD [ft]	Inclinación [°]	Azimuth [°]
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

4.4. 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 5. Caudales recomendados para las diferentes secciones del pozo

Diámetro de Broca	CAUDAL
16"	950 – 1050 GPM
121/4"	800 – 900 GPM
81/2"	450 – 550 GPM
6 – 61/8"	250 GPM

4.5. 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 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

4.6. TFA

[6] 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.

4.7. 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.

5. Capítulo IV. Programa Recomendado de Brocas para Perforar el Pozo XD

5.1. 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 7. Programa de brocas recomendado

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA ECUADOR			POZO XD									
No.	SIZE (in)	BIT TYPE	DEPTH OUT (ft)	DIST DRLD (ft)	DRLG TIME (hrs)	ROP (ft/hr)	ACC TIME (hrs)	WOB (klb)	RPM	MUD WT (ppg)	DÍAS	COMENTARIOS
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.

5.2. Especificaciones de las Brocas a utilizarse

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

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

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

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

3. Broca de 16" HCD605 @ 5757'

Formación a perforar: Terciario Indiferenciado, Orteguaza.
Litología: Arcillolita, Limolita, Arenisca, Anhidrita.

4. Broca de 12 ¼" HCD605X @ 7762'

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

5. Broca de 12 ¼" MXL-CS20DX1 @ 8363'

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

6. Broca de 12 ¼" HC604S @ 9308'

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

7. Broca de 8 ½" HCM506Z @ 10785'

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

5.3. Hidráulica

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.

Tabla 8. Hidráulica broca 121/4" @ 8363'

General			
Max Allw.SPP	3800 psi		
Surface Equipment	Type 4		
Bit Depth	8363.00	Bit TVD	7821.80 ft
Bit Nozzles in/32	18\ 3x20	TFA	1.1689 in^2
ROP	25.0 ft/hr	RPM	60 RPM
Drilling Fluid			
Mud System	Water Based		
Mud Weight	10.10 ppg		
PV \ YP	18.00 cP \ 20.00 lbf/100ft^2		
Gel Strength, 10s\10min	7 \ 16 lbf/100ft^2		
Rheological Model	Herschel-Bulkley		
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

Drill String Type	Length ft	OD in	ID in	TJ in \ in	Weight lb/ft
Drill pipe	7620.56	5	4.280		
HWDP	90.00	5	3		
Jar	31.50	6 1/2	2 3/4		
HWDP	450.00	5	3		
Sub - X/O	3.00	8	2 7/8		
Drill collar	90.00	8	3		
NM Sub - filter	6.00	8	2 1/4		
MWD - NaviTrak	30.00	8.143	3 1/4		
Stab - string	6.00	8	2 13/16		
Motor	34.90	8	2.880		
Bit - insert - rolle ...	1.04	12 1/4			

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

6. Capítulo V. Comparación entre el Programa Recomendado y la Operación Ejecutada en el Pozo

6.1. Comparación entre lo programado y real

Tabla 9. 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

Tabla 10. 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

6.2. Plan Direccional

Figura 8. Perfil direccional pozo XD (real vs programado)

6.3. Análisis Rendimiento de cada Broca

Sección Superficial

Broca #1 Tricónica GTX-CG1, Sección de 26" Dientes de Acero

Se perforó un intervalo total de 319' desde superficie. 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", se avanza hasta la profundidad de 500'.

Broca #3 PDC HCD605, Sección de 16"

Perforó 3497', una vez llegado a las 40 horas de perforación según el programa se realiza el viaje a superficie para ampliar el TFA para llegar al TD de la sección.

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' dentro de Orteguaza).

Sección Intermedia

Broca #4 PDC HCD605X Sección de 12 ¼"

Esta broca perforó con sarta direccional un intervalo total de 2195' dentro de las formaciones Orteguaza y Tiyuyacu incluyendo el conglomerado superior y una parte del Conglomerado Basal.

Broca #5 Tricónica MXL-CS20DX1 Sección de 12 ¼"

Para este intervalo de conglomerado masivo inferior (Chert) se bajó una tricónica de insertos de carburo de tungsteno, la misma que perforó un intervalo total de 462'. Una vez llegado 8373' según el programa de perforación se realiza el viaje a superficie para realizar el cambio de broca Tricónica a PDC.

Broca #6 PDC HC604S Sección de 12 ¼"

Perforó 330' dentro de la formación Tena. 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 ¼"

Perforó 413' dentro de la formación Tena.

Sección de Producción

Broca #7 PDC HCM506Z Sección de 8 1/2"

La Broca perforó 1724', dentro de las formaciones Tena, Napo y Hollín. Una vez llegado a 10840' se decide que esta profundidad sea el TD final.

7. Conclusiones

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). Por ello la selección del tipo de broca se facilita conociendo dicha información lo que permitirá además establecer la estructura de corte más adecuada.

8. Agradecimientos

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

9. Referencias

[1] Baker Hughes, *Drill Bit Foundation*, Cap. 2- 3, pp. 5 – 132.

[2] Taylor S., *Procedimiento para correr brocas de perforación*, Reed Hycalog.

[3] Reed Hycalog, "Barrenas e Hidráulica de Perforación", Reporte Técnico, pp. 30 – 80.

[4] Moleno J., "Diseño de Sartas y Perforación Direccional", Reporte Técnico,

[5] Archivos digitales de Halliburton. http://www.scribd.com/doc/24882797/Brocas-de-Perforacion-by-Halliburton.

[6] Lopez I., Facultad de Ingeniería, Archivo digital. http://www.scribd.com/doc/19414708/Brocas-de-Perforacion.