

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**“ESTUDIO DEL RENDIMIENTO DE LAS NUEVAS BROCAS PDC
PARA LA SECCIÓN DE 12 ¼” EN LA PERFORACIÓN DE POZOS
DEL CAMPO X”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN: TRABAJO DE INVESTIGACIÓN PREVIO A LA
OBTENCIÓN DE TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

Elvis Alexis Mendoza Saransig

mendozaelvis686@gmail.com

Director: MSc. Pablo Daniel Benalcázar Flores

pablo.benalcazar@epn.edu.ec

Quito, abril 2022

DECLARACIÓN

Yo, Elvis Alexis Mendoza Saransig declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



Elvis Mendoza

CERTIFICACIÓN

Certifico que este trabajo fue desarrollado por Elvis Alexis Mendoza Saransig, bajo mi supervisión

MSc. Pablo Daniel Benalcázar Flores
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por cada uno de los días brindados en este maravilloso mundo.

A mis padres, les doy las gracias por siempre estar presentes en mi vida, gracias por guiarme, reprenderme y apoyarme en cada una de las facetas de mi vida. No encuentro las palabras suficientes para agradecerles todo lo que han hecho por mí.

A todos los profesores que ayudaron en mi desarrollo profesional y personal.

A la Escuela Politécnica Nacional, que se convirtió en mi segundo hogar y me permitió conocer a muchas personas que sumaron en mi vida.

Al personal del PSL DBS, que me enseñaron el ambiente laboral petrolero, en especial a la Ing. Anabela Cevallos, que confió en mí para la realización de mis pasantías, una de mis experiencias más placenteras en mi vida.

Al MSc Pablo Benalcázar, que me apoyó desde un principio en la realización y culminación de este trabajo.

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mis padres, que fueron, son y serán mi pilar fundamental en el trayecto de toda mi vida.

Lo conseguimos!!!

Contenido

DECLARACIÓN.....	I
CERTIFICACIÓN.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
DEDICATORIA.....	IV
Contenido.....	V
Lista de tablas	X
Lista de figuras	XII
Lista de ecuaciones	XV
Resumen.....	16
CAPÍTULO I	17
1. Descripción del campo X.....	17
1.1 Generalidades.....	17
1.2 Reseña histórica	17
1.2.1 Ubicación	18
1.2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	19
1.3 Descripción geológica del campo X.....	19
1.3.1 Marco geológico	19
1.4 Marco estratigráfico y litológico de los reservorios productores.....	20
1.4.1 Arenisca Napo “U” Inferior.....	20
1.4.2 Arenisca Napo “T” Inferior	21
1.4.3 Arenisca Hollín Superior	21
1.5 Marco estratigráfico y litológico de las formaciones atravesadas en la sección de 12 ¼”	21
1.5.1 Terciario Indiferenciado.....	21
1.5.2 Formación Orteguaza	22
1.5.3 Formación Tiyuyacu	22
1.5.4 Formación Tena	22
1.6 Espesores y profundidades.....	23
1.7 Parámetros de perforación.....	24
1.7.1 Peso sobre la broca.....	24
1.7.2 La Tasa de penetración de perforación (ROP)	24
1.7.3 Revoluciones sobre la broca (RPM)	25
1.7.4 Galonaje (GPM)	25
1.7.5 Torque (Ft-Klbs)	25

1.8	Dinámica de la columna de perforación	26
1.8.1	Vibraciones torsionales – Stick Slip	27
1.8.2	Vibraciones axiales – rebote de la broca.....	29
1.8.3	Vibraciones laterales	30
1.8.4	Efecto remolino en la broca.....	31
1.9	Hidráulica general de brocas.....	33
1.9.1	Área de flujo total (TFA) O área de la boquilla (An)	34
1.9.2	Boquillas	34
1.9.3	Caída de presión de la broca (ΔP_b).....	36
1.9.4	Fuerza de impacto y potencia hidráulica de la broca (BHHP).....	37
1.9.5	Potencia hidráulica por pulgada cuadrada (HSI)	38
CAPITULO II.....		40
2	Teoría de brocas PDC.....	40
2.1	Introducción	40
2.2	Reseña Histórica.....	40
2.3	Componentes de una broca PDC.....	41
2.4	El Cuerpo de la broca	42
2.4.1	Broca con cuerpo de Matriz	42
2.4.2	Broca de cuerpo de acero	43
2.4.3	Shank	44
2.4.4	Estructura de corte	44
2.5	Perfil de la broca PDC	44
2.5.1	Cono	45
2.5.2	Posición de la nariz.....	47
2.5.3	Radio de la nariz.....	47
2.5.4	Hombro.....	47
2.6	Diseño de las aletas	49
2.6.1	Número de Aletas.....	49
2.6.2	Aletas primarias y secundarias.....	50
2.6.3	Simetría y asimetría del diseño de la aleta.....	51
2.6.4	Espiral de la aleta.....	51
2.7	Diseño del calibre.....	53
2.7.1	Calibre Activo	54
2.7.2	Calibre Pasivo	54
2.7.3	Geometría del gauge pad.....	54
2.8	Cortadores PDC.....	56
2.8.1	Mecanismo de corte	56

2.8.2	Diamante policristalino.....	56
2.8.3	Nomenclatura del cortador.....	57
2.8.4	Bisel o chaflán del cortador.....	58
2.8.5	Tamaño de los cortadores.....	59
2.8.6	Formas de los cortadores.....	59
2.8.7	Posicionamiento de los cortadores.....	60
2.8.8	Ángulos de los cortadores.....	62
2.9	Elementos secundarios.....	64
2.9.1	Limitadores de profundidad (controladores de profundidad de corte)	66
2.10	Balance de fuerzas y energía.....	68
2.11	Código IADC y nomenclatura.....	69
2.11.1	El primer carácter del código IADC para brocas PDC.....	69
2.11.2	El segundo carácter del código IADC para brocas PDC.....	70
2.11.3	El tercer carácter del código IADC para brocas PDC.....	70
2.11.4	El Cuarto carácter del código IADC para brocas PDC.....	71
2.11.5	Calificación de una broca PDC.....	72
2.12	Descripción de las brocas PDC usadas en la sección de 12 ¼”.....	77
2.12.1	MME56D.....	77
2.12.2	MMD56M.....	78
2.12.3	Descripción de los nuevos modelos de broca PDC.....	79
Capítulo III.....		84
3	Caracterización de brocas, parámetros y factores de perforación asociados en la sección de 12 ¼” en el campo X.....	84
3.1	Introducción.....	84
3.2	Cantidad y descripción de las brocas usadas.....	84
3.3	Calificación IADC.....	86
3.4	Parámetros de perforación.....	87
3.4.1	Torque y arrastre.....	88
3.4.2	Gasto óptimo de operación GPM.....	89
3.4.3	Peso de la broca.....	89
3.4.4	Velocidad de rotación.....	89
3.5	Factores de perforación asociados a la broca.....	89
3.5.1	Fluidos de perforación.....	89
3.5.2	Espesores perforados.....	91
3.6	Descripción de las trayectorias en los pozos del campo X.....	94
Capítulo IV.....		100

4	Análisis técnico de brocas PDC y parámetros de perforación empleados en la sección de 12 ¼” en el campo X.....	100
4.1	Análisis basado en la cantidad de brocas	100
4.2	Análisis basado en la calificación IADC	101
4.2.1	Hileras internas y externas de los cortadores.....	102
4.2.2	Principal característica de desgaste	103
4.2.3	Ubicación de los cortadores desgastados	103
4.2.4	Brocas fuera y dentro de calibre.....	104
4.2.5	Razón de la extracción de la broca.....	104
4.2.6	Resultados del análisis basado en la calificación IADC.	105
4.3	Análisis basado en los parámetros de perforación.	106
4.3.1	Torque	106
4.3.2	Tasa de flujo (GPM).....	108
4.3.3	Peso sobre la broca (WOB)	110
4.3.4	Velocidad de Rotación (RPM)	113
4.3.5	Resultado de los parámetros de perforación en las brocas.	114
4.4	Análisis basado en los factores asociados a la broca	115
4.4.1	Fluidos de perforación	115
4.4.2	Hidráulica de brocas	116
4.5	Análisis de las tasas de penetración (ROP)	116
4.5.1	Resultados del análisis de la tasa de penetración	119
4.6	Análisis basado por la ubicación de los pozos en los cuadrantes.....	119
4.6.1	Pozos verticales	120
4.6.2	Pozos tipo “J”	120
	Capítulo V	125
5	Conclusiones y recomendaciones.....	125
5.1	Conclusiones	125
5.2	Recomendaciones.....	126
	Referencias Bibliográficas	127
	Anexos.....	131
5.3	Anexo I Hojas técnicas de brocas	132
5.4	Anexo II Desgaste de brocas usadas en pozos verticales	137
5.5	Anexo III Desgaste de brocas usadas en pozos tipo “J”	142
5.6	Anexo IV BHA pozos verticales.....	147
	BHA X-B2.....	148
	BHA X-C3.....	151

BHA X-40	152
BHA X-50	153
5.7 Anexo V BHA pozos "J"	154
BHA X-56	155
BHA X-C13	156
BHA X-B12	157
BHA X-42	158
BHA X-57	159
BHA X-54	161
BHA X-51	162
BHA X-33	163
BHA X-52	164
BHA X-49	165
BHA X-41	166

Lista de tablas

Tabla 1 Topes y bases de las formaciones del campo X.....	23
Tabla 2 Características del ángulo del cono.....	46
Tabla 3 Principales características del hombro de radio corto y largo.....	49
Tabla 4 Cuadro comparativo según el número de aletas.....	50
Tabla 5 Descripción de los diferentes tipos de gauge pad.....	55
Tabla 6 Clasificación de los cortadores PDC.....	60
Tabla 7 Elementos secundarios de las brocas PDC.....	65
Tabla 8 Primer carácter del código IADC.....	69
Tabla 9 Segundo Carácter Del Código IADC.....	70
Tabla 10 Tercer carácter del código IADC (formaciones suaves y medias).....	70
Tabla 11 Tercer carácter del código IADC (Formaciones medias-duras).....	71
Tabla 12 Cuarto Carácter Del Código IADC.....	71
Tabla 13 Clasificación IADC de brocas PDC.....	71
Tabla 14 Sistema de calificación IADC de brocas PDC.....	73
Tabla 15 Códigos de las características de desgaste.....	74
Tabla 16 Códigos para determinación del calibre.....	76
Tabla 17 Códigos para razones de extracción de la broca.....	76
Tabla 18 Distribución de cortadores de la broca MME56D.....	77
Tabla 19 Distribución de cortadores de la broca MMD56M.....	78
Tabla 20 Distribución de cortadores de la broca GTE55DCKs.....	81
Tabla 21 Distribución de cortadores de la broca GT55WRKO.....	82
Tabla 22 Cantidad de brocas empleadas en la sección de 12 1/4", según clasificación IADC.....	84
Tabla 23 Descripción de las brocas usadas en el campo X.....	85
Tabla 24 Calificación de las brocas estudiadas.....	86
Tabla 25 Parámetros de perforación en cada broca.....	87
Tabla 26 Propiedades del fluido de perforación para la sección de 12 1/4".....	90
Tabla 27 Espesor perforado por formación.....	91
Tabla 28 Información Direccional de los pozos.....	94
Tabla 29 Número de brocas usadas en el campo X.....	100
Tabla 30 Clasificación de los pozos según su eficiencia.....	101
Tabla 31 Porcentajes de desgaste en las hileras internas y externas.....	102
Tabla 32 Características principales de desgaste.....	103
Tabla 33 Lugares de desgaste presentados en las brocas.....	104

Tabla 34 Calibre de las brocas	104
Tabla 35 Razones de la extracción de la broca	104
Tabla 36 Tasa de flujo en el Conglomerado Superior	109
Tabla 37 Valores máximos y promedios de parámetros de los pozos del campo X....	115
Tabla 38 Fluido de perforación utilizado en el campo X.....	115
Tabla 39 Hidráulica recurrente en la perforación de pozos del campo X	116

Lista de figuras

Figura 1 Ubicación del Campo X	18
Figura 2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente	19
Figura 3 Topes y bases a de las formaciones del campo X.....	24
Figura 4 Representación de las fuerzas que se presentan en la columna de perforación.	27
Figura 5 Vibración torsional en la columna de perforación	27
Figura 6 Vibraciones axiales presentes en la columna de perforación	30
Figura 7 Efecto remolino en la broca.....	31
Figura 8 Concepto de hidráulica de la broca	33
Figura 9 Flujo de fluido a través de una boquilla.....	34
Figura 10 Centro de reacción estándar	35
Figura 11 Valores de TFA para tamaños comunes de boquillas	36
Figura 12 Relación de flujo y TFA	38
Figura 13 Componentes de una broca PDC	41
Figura 14 Estructura de una broca con cuerpo de Matriz	42
Figura 15 Estructura de una broca con cuerpo de Acero.....	44
Figura 16 Componentes del perfil de la broca	45
Figura 17 Cono shallow y deep.....	46
Figura 18 Perfil de broca con radio de hombro largo.....	48
Figura 19 Perfil de broca con radio de hombro corto.....	48
Figura 20 Relación de estabilidad según el número de aletas	50
Figura 21 Representación de las aletas principales y secundarias	51
Figura 22 Simetría y asimetría de las aletas.....	51
Figura 23 Relación de limpieza y estabilidad según la espiral de la aleta.....	52
Figura 24 Representación de la trayectoria dependiendo el nivel de espiral que tiene la aleta.....	53
Figura 25 Componentes del calibre de la broca.....	53
Figura 26 Representación del tip grind en el calibre de la broca.....	54
Figura 27 Geometrías del calibre	55
Figura 28 Mecanismo de corte de un cortador PDC.....	56
Figura 29 Cristales antes y después del proceso de sinterización	57
Figura 30 Componentes del cortador	57
Figura 31 Relación de estabilidad y agresividad de acuerdo a la cantidad y tamaño de los cortadores.....	58
Figura 32 Relación de agresividad y durabilidad según el bisel del cortador	59
Figura 33 Estructura de corte singular de broca de 6 aletas y 38 cortadores	61

Figura 34 Estructura de corte en conjunto de broca de 6 aletas y 38 cortadores	61
Figura 35 Representación de los perfiles generados en el fondo del pozo	62
Figura 36 Side rake del cortador	63
Figura 37 Back rake del cortador a diferentes ángulos de inclinación	64
Figura 38 Representación del limitador de profundidad posicionado atrás del cortador	66
Figura 39 Diferencia de la posición entre el limitador y el cortador PDC	67
Figura 40 Reducción de la vibración axial por el uso de limitadores de profundidad...	68
Figura 41 Interacción de la fuerza de penetración y arrastre en el cortador	68
Figura 42 Interacción de las fuerzas radiales, axiales y de arrastre	69
Figura 43 Área interna y externa en el perfil de la broca	73
Figura 44 Escala de desgaste en el cortador.....	74
Figura 45 Zonas de desgaste comunes	75
Figura 46 Vista de planta y perfil de la broca MMME55D	78
Figura 47 Vista de planta y perfil de la broca MMD56M	79
Figura 48 Disposición de cortadores Stega™	80
Figura 49 Machete™ →full cylinder scribe cutter.....	80
Figura 50 Controlador R3.....	81
Figura 51 Vista de planta y perfil de la broca GTE55DCKS.....	82
Figura 52 Vista de planta y perfil de la broca GT55WRKO.....	83
Figura 53 Spider plot de los pozos verticales.....	95
Figura 54 Trayectoria del pozo X-B2.....	96
Figura 55 Trayectorias de los pozos verticales	97
Figura 56 Spider plot pozos tipo "J"	98
Figura 57 Trayectorias De Los Pozos Tipo "J" En La Sección De 12 1/4"	99
Figura 58 Torque sección 12 1/4" pozos verticales	106
Figura 59 Torque sección 12 1/4" Conglomerado Superior pozos verticales	107
Figura 60 Torque Sección 12 1/4" Pozos tipo "J"	107
Figura 61 Tasa de flujo pozos verticales	109
Figura 62 Tasa de flujo en pozos tipo "J"	110
Figura 63 Peso sobre la broca en pozos verticales	111
Figura 64 Peso sobre la broca en el conglomerado superior.....	111
Figura 65 Peso sobre la broca en pozos tipo "J".....	112
Figura 66 RPM en pozos verticales.....	113
Figura 67 RPM aplicado en el conglomerado superior.....	114
Figura 68 RPM aplicado en los pozos tipo "J"	114
Figura 69 ROP neta de pozos verticales	117

Figura 70 ROP neta en conglomerado superior.....	117
Figura 71 ROP en los pozos tipo "J"	119

Lista de ecuaciones

Ecuación 1 Área de flujo de las boquillas	35
Ecuación 2 Caída de la presión en la broca	36
Ecuación 3 Potencia hidráulica en la broca	37
Ecuación 4 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada	38

Resumen

El presente documento presenta un análisis de los nuevos modelos de brocas usados en la perforación de pozos, debido a que en los últimos años se han presentado diferentes innovaciones tecnológicas por parte de las compañías de brocas para poder competir en un mercado muy demandante en vista que las exigencias del entorno son cada vez más altas, por lo que es importante determinar las características de la broca que permitan efectuar carreras de perforación más largas y aumentar la vida útil de la misma.

El proyecto está dividido en cinco capítulos los cuales describen el desarrollo del mismo, para empezar, se construyó el marco teórico el cual abarca los datos necesarios referente al campo de estudio, seguido por una descripción detallada en lo que respecta a teoría de brocas PDC. Mediante la utilización de reportes de perforación, bit records, master logs entre otros, se presenta la caracterización de brocas, parámetros y factores asociados a la perforación de la sección de 12 ¼" para su posterior análisis, cerrando con las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

Los resultados muestran que la utilización de elementos de control de profundidad (R3), disposición STEGA™, forma del cortador Machete™ y tamaño de los cortadores (13 y 16 mm.) proporcionan una mayor durabilidad al momento de atravesar formaciones de dureza y compresibilidad variables, sin limitar las ratas de penetración alcanzadas.

Palabras clave: Broca PDC, Análisis, Características, Perforación.

Abstract

This document presents an analysis of the new models of drill bits used in the drilling of wells, because in recent years different technological innovations have been presented by the companies of drill bits to be able to compete in a very demanding market because the demands of the environment are increasingly high, so it is important to determine the characteristics of the drill bit that allow longer drilling runs and increase the useful life of the same.

The project is divided into five chapters which describe the development of the same, to begin with, the theoretical framework was built which covers the necessary data regarding the field of study, followed by a detailed description regarding theory of PDC bits. Through the use of drilling reports, bit records, master logs among others, the characterization of bits, parameters and factors associated with the drilling of the 12 1/4" section is presented for later analysis, closing with the relevant conclusions and recommendations.

The results show that the use of depth control elements (R3), STEGA™ arrangement, shape of the Machete cutter and size of the cutters (13 and 16 mm) provide greater durability when crossing formations of variable hardness and compressibility, without limiting the penetration rates reached.

Keywords: PDC bit, Analysis, Features, Drilling.

CAPÍTULO I

1. Descripción del campo X

1.1 Generalidades

Previo inicio de este trabajo de titulación, cabe señalar que por motivo de confidencialidad de la información y seguridad de la empresa no se pueden mencionar el nombre del campo de estudio, así como los nombres de los yacimientos, pozos y ninguna otra información que se considere de carácter confidencial.

La perforación de pozos es la etapa más importante dentro de la industria petrolera, la cual tiene como propósito realizar carreras más largas, con ROP altas y tiempos de perforación más cortos. No obstante, este propósito no puede ser alcanzado plenamente debido a que el frente de ataque, es decir la broca o mecha de perforación se desgasta debido a la diversidad de espesores y dureza de las formaciones presentes en la Cuenca Oriente.

Frente a esta problemática, cada año se presentan nuevos avances en diseños y modelos de barrenas. Por lo que es importante un análisis del comportamiento de la misma y parámetros de perforación, con la finalidad de comprender sobre los requerimientos de la broca al momento de perforar las distintas secciones del pozo, en la que se dará mayor énfasis en la sección de 12 ¼", la cual presenta mayores problemas al momento de la perforación.

1.2 Reseña histórica

El campo de estudio fue descubierto en 1997 por Petroproducción, localizado en la Cuenca Oriente ecuatoriana, inició operaciones en el año 1998 con el pozo X-1, seguidos por los pozos X-2 y X-3, en donde se encontraron petróleo no contable en la formación Napo y Hollín Superior (Guaminga, 2019).

En 2002 la empresa "S" y el estado ecuatoriano acuerdan un convenio de Prestación de Servicios Específicos, con la finalidad de explotar, producir y desarrollar el campo "X". Un año después la empresa en cuestión tomó las actividades del campo con tres pozos, dos de los cuales dieron una producción de 2100 BPPD (ARCH, 2018). Según Espín & Barragán (2014), "la misma empresa se comprometió a la adquisición, procesamiento e interpretación de 64 km² de sísmica 3D, perforación y completación de 7 pozos, además de la construcción de facilidades, transporte y almacenamiento de crudo" (pág. 5).

Para el año 2006 se firmó un convenio para la ampliación del contrato previo, el cual se acuerda la producción de 25.4 millones de barriles de petróleo adicionales, esta ampliación se comprometió a la perforación de cinco pozos de desarrollos y un pozo de avanzada. Para

el año 2010, el contrato modificado fue reemplazado por un contrato de Prestación de Servicios para la explotación de hidrocarburos en el campo X (Guaminga, 2019).

Para el año 2017 se perforaron 7 pozos, los cuales fueron X-15, X-28, X-29, X-30, X-26 y el X-31. Entre el 2018 y 2019 se realizó la perforación de los pozos X-33, X-39H, X-49, X-40, X-41, y X-42 (ARCH, 2018).

El 24 de marzo de 2021, se firmó el quinto contrato modificado del contrato de Prestación de Servicios con el Estado ecuatoriano, donde se acordaron la perforación de cuatro pozos y un pozo productor para el año 2022 (Petroenergía, 2021).

1.2.1 Ubicación

El campo se encuentra aproximadamente a 20 Km de la ciudad de Francisco de Orellana en el oriente ecuatoriano. Limitado por los campos Culebra-Yulebra-Anaconda por el norte; al sureste por el campo Sacha y al oeste por el campo Paka Norte y Sur, tal y como se muestra en la figura 1. (HDBS Latin America, 2016).

Como se cita en la ARCH (2010, como se citó en Castro, 2017), el campo presenta elevaciones que llegan a los 300 msnm hacia la sección centro-norte y descendiendo 230 metros hacia la parte centro-sur. El río Napo cruza la parte inferior del campo, con una dirección de este a oeste.

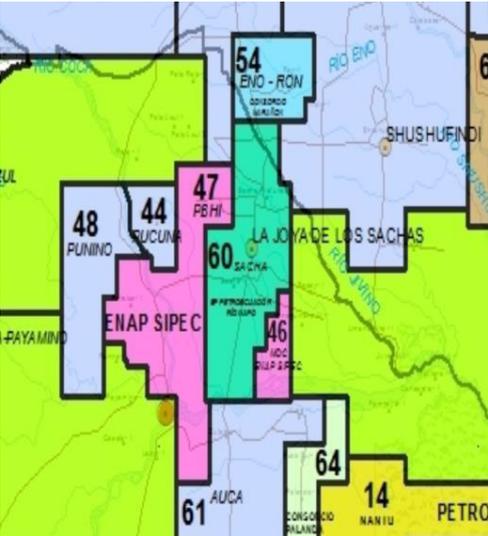


Figura 1 Ubicación del Campo X

1.2.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente

La columna estratigráfica de la Cuenca Oriente se presenta en la figura 2.

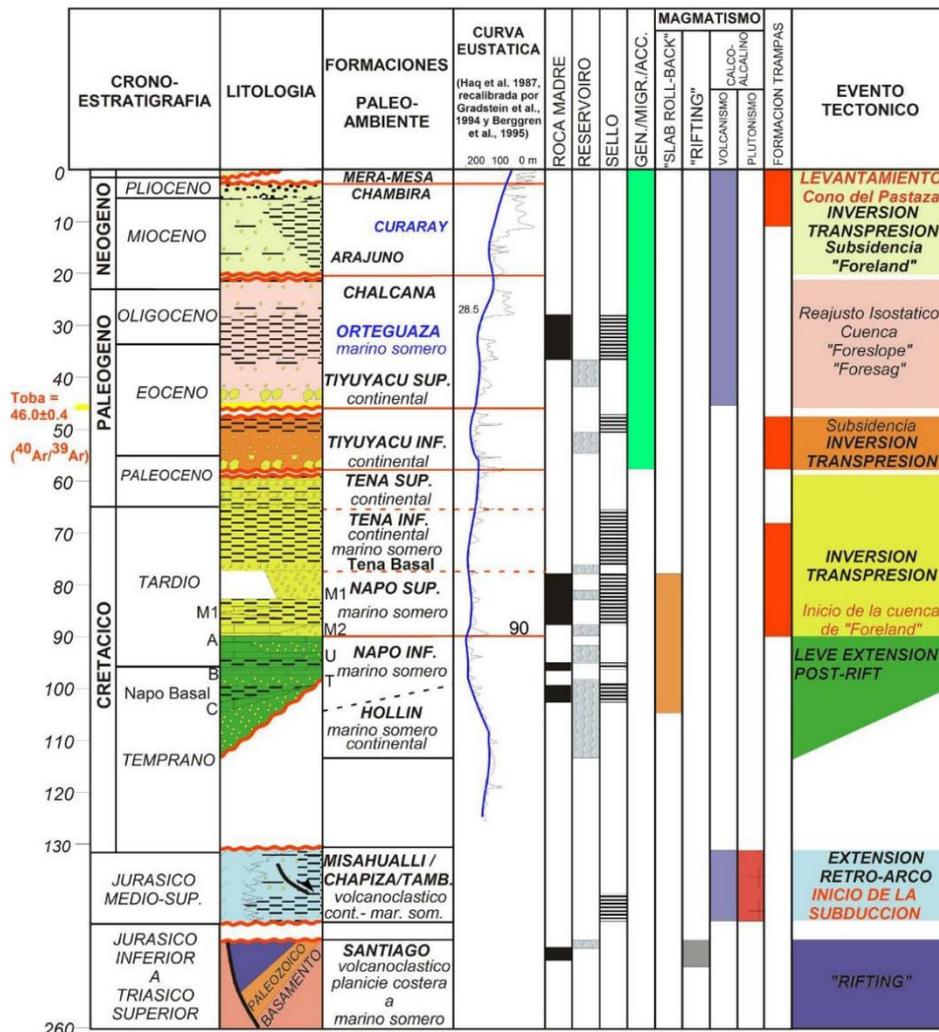


Figura 2 Columna estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: Baby, Rivadeneira, & Barragán , 2014

1.3 Descripción geológica del campo X

1.3.1 Marco geológico

La Cuenca Oriente se conformó a finales del Cretácico, formándose en respuesta directa al levantamiento Andino (Baby, Rivadeneira, & Barragán , 2014), el Campo X se encuentra localizado en la parte central del eje actual de la Cuenca, dentro del Corredor Sacha-Shushufindi (ARCH, 2018), "constituye un anticlinal de bajo relieve orientado en sentido N-S producto de la inversión de estructuras extensionales que controlan el basamento " (Riofrío , 2014, pág. 71).

Dentro de este campo, el petróleo se encuentra en las trampas estratigráficas y estructurales del ambiente depositario, determinándose como principales arenas productoras los reservorios “U” y “T” de la formación Napo y de la formación Hollín (Chamorro & Salas, 2016).

1.4 Marco estratigráfico y litológico de los reservorios productores

La secuencia estratigráfica está compuesta por alrededor de 4000 metros de sedimentos del Mesozoico y Cenozoico, siendo la formación Chapiza del Jurásico la sección más antigua perforada en este Bloque, con una configuración de arcillolitas rojas, tobas y areniscas fluviales (Halliburton Drill Bits & Services, 2018).

En la parte superior de la formación Hollín se encuentran lutitas, calizas y areniscas de la formación Napo, depósitos marinos someros que se han subdividido en zonas de interés como la Arena Napo “T”, Caliza “B”, la Arena Napo “U”, la Caliza “A” y la Caliza “M-2” las cuales se presentan en el campo de estudio (Cevallos, 2019).

1.4.1 Arenisca Napo “U” Inferior

La arena “U” inferior es una de las zonas de interés donde se concentra el volumen de reservas del campo X (Chamorro & Salas, 2016), según Riofrío (2014) es debido a que:

La arenisca “U” inferior, hacia la base tiene un contacto abrupto con el intervalo de lutitas Napo medio originando por un descenso del nivel del mar y creando un espacio de acomodación para la acumulación de material marino somero. La subsecuente subida del nivel del mar atrapó los detritos ricos en arenisca dentro de los valles incisivos creando reservorios de excelente calidad dentro del intervalo de la Arena en el centro y occidente de la Cuenca Oriente. El continuo incremento del nivel del mar dio como resultado la creación de lutitas de plataforma de baja energía, junto con barras de mareas y barras glücolíticas dentro del intervalo de la arenisca “U” superior a través de todo el Oriente.

Litológicamente la arenisca “U” inferior está constituida por areniscas de cuarzo de color gris clara friable, subangular a subredondeada, de grano fino, cemento levemente calcáreo, matriz caolinítica, con intercalaciones de lutita gris oscura predominante laminar, ligeramente calcárea (pág. 75).

La data obtenida de los núcleos, mapas estructurales y registros de pozos al ser analizados y correlacionados definieron la continuidad lateral y evolución vertical de las facies del reservorio, permitiendo dividir al campo en dos áreas con diferente desarrollo del reservorio, una zona Noreste con un solo sistema de canales arenosos y la segunda zona en el Sureste con un sistema de dos canales apilados verticalmente (Cevallos, 2019).

1.4.2 Arenisca Napo “T” Inferior

Según el autor Riofrío (2014) se tiene que:

La arenisca “T” inferior está conformada por depósitos de canales de marea o fluviales, normalmente con un contacto abrupto con el intervalo Basal. La correlación de pozos y la información de núcleos, permite definir que el reservorio está constituido por canales multihistóricos desarrollados y preservados dentro de un valle de incisión en un ambiente estuarino.

Litológicamente está constituido por areniscas de cuarzo de color gris oscuro friable, subangular a subredondeado, de grano medio a fino, cemento calcáreo con intercalaciones de lutita gris oscura a negra predominantemente laminar, ligeramente calcáreas (pág. 81).

1.4.3 Arenisca Hollín Superior

La formación Hollín Superior, perteneciente a la edad del cretácico, contiene areniscas gruesas en la parte inferior de tipo continental, mientras que las areniscas finas de la parte superior pertenecen a un ambiente litoral (Galágarra, 2014).

La formación Hollín Superior está constituida de “una arenisca cuarzosa-glaucionítica oscura, parda translúcida, de grano fino, subredondeada, subangular, matriz arcillosa con cemento de silicio, tiene interestratificaciones de lutitas negras, ligeramente calcáreas y esquistos mezclados en las estratificaciones con la arenisca” (Galágarra, 2014, pág. 8).

1.5 Marco estratigráfico y litológico de las formaciones atravesadas en la sección de 12 ¼”

1.5.1 Terciario Indiferenciado

Dentro de esta unidad se presentan varias formaciones detalladas a continuación (Baby, Rivadeneira, & Barragán , 2014):

1.5.1.1 Mera

Aflora principalmente en el Río Pastaza se constituye de material grueso tipo volcánico y rocas metamórficas.

1.5.1.2 Mesa

Compuesta por deposición clástica medianas a gruesos.

1.5.1.3 Chambira

La mayor parte de la formación está constituida por conglomerados de clastos cuarzosos lechosos, con presencia de depósitos más finos (areniscas y limolitas).

1.5.1.4 Arajuno

Compuesto por areniscas finas y gruesas, y conglomerados intercalados.

1.5.1.5 Chalcana

Se reconocen lentes finos de areniscas a medias.

1.5.2 Formación Orteguaza

Esta formación perteneciente al oligoceno inferior está compuesta por una parte de areniscas grises y verduzcas y otra parte de lutitas gris verdosas a negras. Presentan espesores de areniscas glauconítica, cuyo tamaño de grano aumenta de tamaño, formando areniscas conglomeráticas (Baby, Rivadeneira, & Barragán , 2014). Presenta un cambio lateral de facies hacia la zona Subandina, conformada por arcillolita cafés con intercalaciones arenosas (más continental) (Chiriboga , 2007).

1.5.3 Formación Tiyuyacu

Esta formación perteneciente al Eoceno tardío se divide en dos miembros:

1.5.3.1 Tiyuyacu Superior

Se compone en su gran mayoría por conglomerados en la parte occidental de la Cuenca Oriente, mientras que se presentan areniscas conglomeráticas a medida que se avanza al este (Baby, Rivadeneira, & Barragán , 2014).

1.5.3.2 Tiyuyacu Inferior

Compuesta por conglomeradas, areniscas y arcillas depositadas sobre la formación Tena, los conglomerados presentan formas redondeadas y semiredondeadas constituidas principalmente por cuarzo y chert (Chiriboga , 2007).

1.5.4 Formación Tena

Dentro de esta formación se presentan arcillas de color pardo rojo, rojo y hasta púrpura, también se reconocen dos unidades, la inferior que engloba a la Arenisca Basal Tena (conformada por arenisca tipo fluvial, presencia de sedimentos finos, limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino), y la segunda unidad superior que presentan limolitas y areniscas grises fluviales (Chiriboga , 2007).

1.6 Espesores y profundidades

Es necesario definir los espesores y profundidades de cada formación identificada en el campo X. Mediante la data obtenida de los reportes de pozos se presentan valores de profundidad a la que se encuentra cada formación, como se muestra en la tabla 1, y para una mejor visualización de los espesores se muestra la figura 3, en donde se aprecian los espesores de cada formación destacando los topes y bases de los mismo. Los pozos están ordenados de Norte a Sur (izquierda a derecha), y como se visualiza no existe información completa para todos los pozos.

Tabla 1 Topes y bases de las formaciones del campo X

Formación	Pozos														
	X-B12	X- C13	X-B2	X-C3	X-40	X-50	X-33	X-49	X-41	X-42	X-51	X-52	X-57	X-56	X-54
TI	43	40	32	36	43	48	56	47	45	45	45	44	40	40	44
Orteguaza	5564	5932	5532	5580	5448	4978	5432	5447	5391	5434	5566	5543	5490	5276	4938
Tiyuyacu	6344	6793	6351	6352	6351	5465	6143	6347	6285	6319	6470	6479	6376	6160	5643
Congl. Sup	6594	7000	6539	6508	6555	5668	6358	6548	6486	6499	6685	6671	6574	6357	5782
Base Congl. Sup.	6672	7174	6703	6710	6632	5778	6612	6642	6579	6625	6793	6761	6675	6473	5869
Congl. Inf	7490	7935	7462	7434	7543	6672	7397	7490	7459	7502	7614	7681	7590	7370	6562
Base Congl. Inf.	8048	8395	7821	7853	8005	7172	7396	8048	7967	8002	8117	8160	8084	7847	6977
Tena	8048	8395	7821	7853	7995	7172	7981	8048	7967	8002	8117	8160	8084	7847	6977
Basal Tena	-	-	8897	8886	8800	8792	8746	8777	8806	8786	-	-	-	-	-
Napo	-	-	8912	8923	8820	8351	8757	8786	8824	8805	-	-	-	-	-
Caliza M-1	-	-	9137	9128	8992	8427	8994	8994	9003	8983	-	-	-	-	-
Caliza M-2	-	-	9380	9366	9222	8780	9249	9249	9247	9230	-	-	-	-	-
Caliza A	-	-	9481	9474	9336	9090	9372	9363	9358	9337	-	-	-	-	-
Arenisca U Sup.	-	-	9617	9597	9440	9437	9466	9459	9465	9442	-	-	-	-	-
Arenisca U inf	-	-	9657	9625	9505	9502	9525	9557	9551	9507	-	-	-	-	-
Base Arenisca U inf	-	-	9691	9673	9556	9554	9574	9600	9597	9565	-	-	-	-	-
Caliza B	-	-	9776	9791	9640	9648	9653	9690	9683	9649	-	-	-	-	-
Arenisca T sup	-	-	9816	9806	9653	9657	9675	9710	9712	9676	-	-	-	-	-
Arenisca T inf	-	-	9915	9870	9734	9742	9767	9793	9792	9755	-	-	-	-	-
Base arenisca T inf	-	-	9973	9928	9828	9769	9820	9856	9845	9822	-	-	-	-	-
Hollin Sup	-	-	10059	10032	10026	9908	9915	9956	9946	9921	-	-	-	-	-

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Elaborado por: Elvis Mendoza

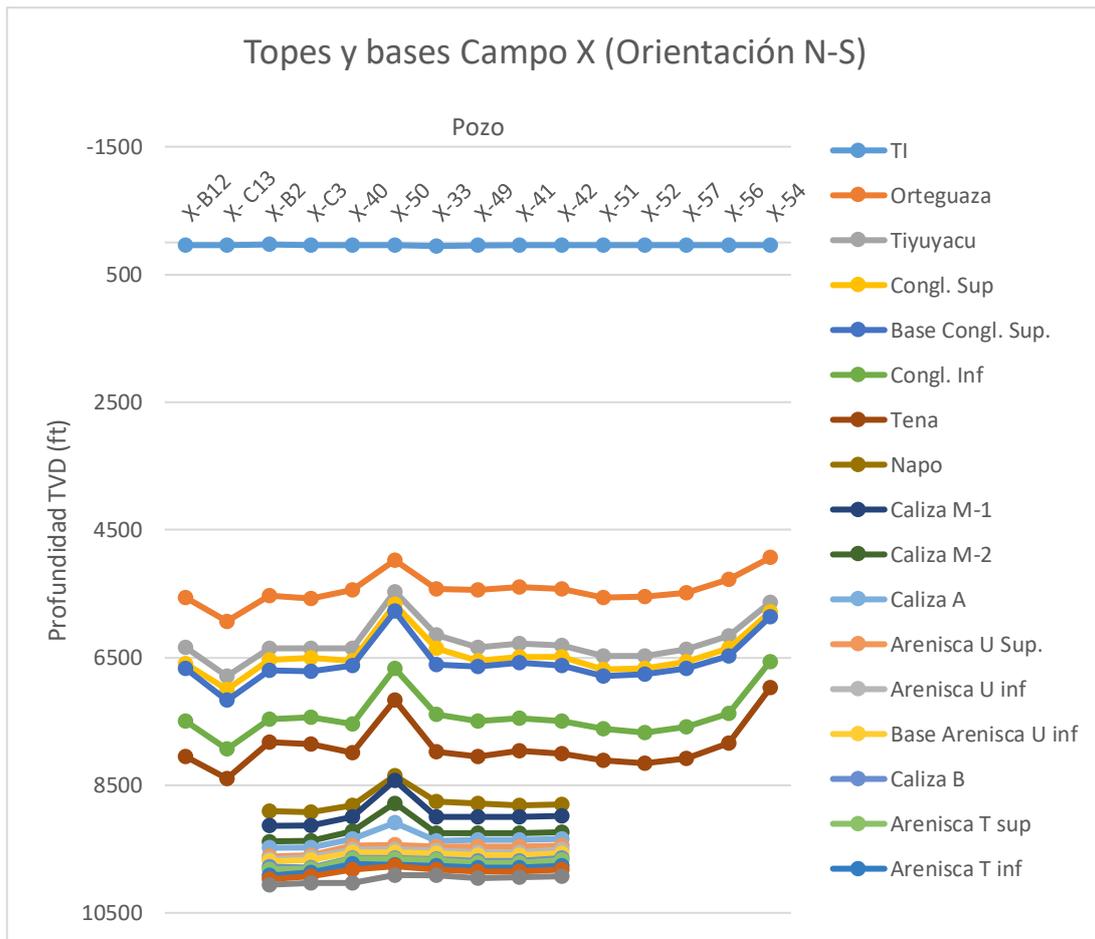


Figura 3 Topes y bases a de las formaciones del campo X

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

1.7 Parámetros de perforación

1.7.1 Peso sobre la broca

En los pozos de petróleo y gas perforados direccionalmente, el peso sobre la broca (WOB) es un parámetro operacional importante, el cual debe comprenderse, monitorearse y aplicarse correctamente para optimizar la eficiencia de perforación (Zha, Ramsay, & Son, 2018). Un WOB insuficiente conducirá a una tasa de penetración reducida (ROP) y un mayor tiempo de perforación, mientras que un WOB excesivo provocará pandeo de la sarta de perforación, una vibración excesiva de stick-slip y exceso de las cargas de diseño del equipo de fondo de los pozos (Åge & Thoresen, 2018).

1.7.2 La Tasa de penetración de perforación (ROP)

Para los autores Calispa & Villegas (2013) la ROP es:

La medida de los pies perforados en una hora (ft/hr), este parámetro indica si se debe continuar perforando con la broca o si es necesario cambiarla debido que su valor no

se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando, es decir rotando o deslizando (pág. 31).

La tasa de penetración de perforación es una de las variables que influye en el tiempo y el costo de entrega del pozo. La ROP se ve afectada por muchos factores, entre los que constan la resistencia de la roca, el perfil del pozo, el diseño de ensamblaje del pozo (BHA), las formaciones desafiantes por sección y la selección de broca de perforación (Ullah, Ruzhnikov, Siddik, Sizov , & Abdulqawi, 2021).

1.7.2.1 ROP Neto

“Es la relación entre el intervalo perforado y las horas efectivas para perforar dicho intervalo” (Yanez , 2013, pág. 22).

1.7.2.2 ROP Promedio

Se refiere al intervalo de pies perforados y las horas promedio que fueron empleadas en dicho tramo, la cual incluyen los tiempos de conexión y otras actividades que tengan un tiempo de duración menor a 30 minutos (Yanez , 2013).

1.7.3 Revoluciones sobre la broca (RPM)

Es la velocidad de rotación total es igual a la velocidad de rotación en superficie más la velocidad de rotación del motor en profundidad. Para atravesar formaciones abrasivas de deben considerar velocidades de rotación bajas. Debido a que si existen velocidades altas en formaciones duras pueden reducir la tasa de penetración producido por el desgaste prematuro de la broca (Calispa & Villegas, 2013).

1.7.4 Galonaje (GPM)

El galonaje es la cantidad de volumen de fluido bombeado de perforación en un determinado periodo de tiempo, afectando a la limpieza del hueco del pozo y la barrena. Una alta tasa de flujo ofrece una mejor limpieza, debido a que se transportan de mejor manera los recortes a la superficie por acción de una velocidad anular mayor y un aumento de la energía hidráulica en la broca, sin embargo, no es siempre beneficioso (Yanez , 2013).

1.7.5 Torque (Ft-Klbs)

Es el momento de giro que se aplica a un eje causando rotación. Durante la perforación el torque es una medida de la resistencia a la rotación de la sarta de perforación en su acción contra las paredes y de la resistencia que presenta la formación a ser removida por la broca (Halliburton Drill Bits & Services, 2018).

El torque debe ser monitoreado durante la perforación para determinar el comportamiento de las herramientas y la configuración del pozo, esto se debe realizar como medida preventiva

para que se reduzca cualquier daño en la broca (Cevallos, 2019). Un torque irregular puede indicar:

- Inestabilidad del pozo
- Colgamiento o arrastre excesivo en la sarta de perforación
- Pérdida de calibre de la broca
- Cambios o intercalaciones de formación
- Cambios bruscos en la inclinación del hueco
- Mala interacción entre la estructura de corte de la broca con la formación
- Empaquetamiento o pega de la sarta
- Presencia de chatarra en el pozo

1.8 Dinámica de la columna de perforación

Las vibraciones de la columna de perforación producen fatiga en ella y sus componentes, daño a las brocas y una performance muy pobre. Por monitoreo de las fuerzas que actúan sobre la columna de perforación, muchos de los problemas de falla y fatiga pueden eliminarse, reduciendo en consecuencia el costo de perforación de un pozo, algunos de los problemas más comunes de vibración incluyen:

- Rebote de la broca durante de la perforación, causando daño en la broca.
- Doblado cíclico en el BHA, propiciando a una falla por fatiga.
- Oscilaciones torsionales en la columna de perforación que producen “stick-slip” en la broca.
- Remolino en la broca “bit whirl”, que produce desgaste y falla prematura en ella.
- Remolino en el BHA, que causa el desgaste excéntrico del estabilizador, produciendo doblados cíclicos.

La columna de perforación actúa como una guía de onda de energía vibracional, independientemente de su orientación vertical. Las vibraciones viajan a lo largo de la columna de perforación en varios modos diferentes:

- Vibraciones axiales
- Vibraciones torsionales
- Vibraciones laterales

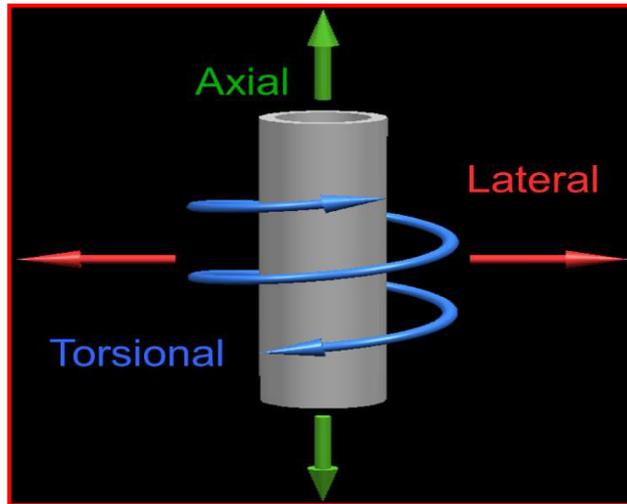


Figura 4 Representación de las fuerzas que se presentan en la columna de perforación.

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

1.8.1 Vibraciones torsionales – Stick Slip

Las vibraciones torsionales se producen debido al hecho que la columna de perforación está rotando. Una primera causa de las vibraciones torsionales es la fricción por contacto entre los componentes de la columna de perforación y la pared del pozo, que pueden producir cambios cíclicos de la fatiga torsional en la columna de perforación. El Stick Slip se produce cuando la fricción y la columna de perforación permiten que se produzca un torque y luego se libere de repente (Halliburton, 2018).

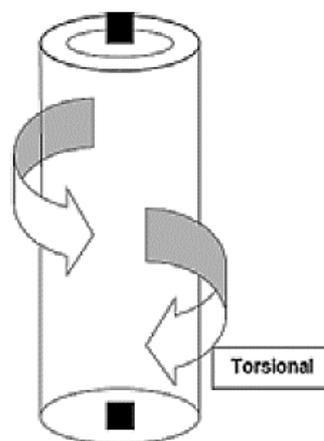


Figura 5 Vibración torsional en la columna de perforación

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Para visualizar este fenómeno se debe considerar lo siguiente:

1.8.1.1 *Stick*

La velocidad de la broca es cero, es decir sin rotación, la profundidad de corte es constante y alta y el torque reactivo es alto. Al comenzar la rotación la columna se enrosca a causa de alto torque reactivo. En la columna hay una gran cantidad de energía potencial debido a que está siendo retorcida en el sentido horario, relativa a la dirección de rotación. A medida que la rotación avanza, la columna de perforación continúa retorciéndose (Halliburton Drill Bits & Services, 2018).

1.8.1.2 *Slip*

El torque retorcido sobre la broca por la columna de perforación retorcida, eventualmente supera el alto torque reactivo y la broca comienza a girar (las revoluciones de la broca crecen, por lo tanto, el torque reactivo decrece). Dado que el torque reactivo ha decrecido, el torque mínimo requerido también decrece. La mayor parte de la energía potencial en la columna de perforación es ahora efectiva para mover la broca más rápido (la columna empieza a desenroscarse). A medida que aumenta la velocidad de la broca, su demanda decrece (Halliburton, 2018).

1.8.1.3 *Sobre velocidad*

Se alcanza un punto donde la columna de perforación ha gastado toda su torsión (toda la energía potencial se ha convertido en energía cinética, trasladando el torque a la broca de perforación). Mientras esto ocurre, la broca aumenta la velocidad, por lo tanto, demanda menos torque (la broca adquiere más potencia de la que necesitaba para mantener una velocidad constante. Por ende la broca adquiere sobre velocidad).

Este incremento de velocidad, provoca un enroscado de la columna en la columna perforación, generando varios efectos. Gradualmente reduce la velocidad de la broca debido al retardo. Este efecto de retardo reduce la cantidad de torque disponible en la columna para manejar la broca. A medida que esto continúa, la columna quiere desenroscarse, la energía potencial almacenada (por estar enroscada en sentido incorrecto) queda ahora liberada para girar la columna y la broca en el otro sentido. El mismo escenario se repite cuando se gira la broca en el otro sentido hasta que se atasca nuevamente, debido a la energía disponible que decrece uniformemente.

Algunas indicaciones de las vibraciones torsionales son:

- Fluctuaciones del torque en superficie
- Fallas en el perno/ caja del BHA
- Falla de MWD

Los parámetros de operación ayudan a eliminar las vibraciones torsionales, operando la columna de perforación a velocidades de rotación altas con menos WOB, donde un valor bajo de coeficiente dinámico de fricción es más significativo que el coeficiente estático (debido a que es menos probable que la columna de perforación se pegue), el incremento de caudal y también la limpieza frecuente del pozo (viajes limpiadores y escariamiento) ayudan a reducir las condiciones que causan fricción.

Otras medidas que se pueden tomar si las condiciones de perforación son insatisfactorias incluyen:

- Mejoramiento de la lubricidad del fluido.
- Reducción del diámetro de las portamechas.
- Incremento de la dimensión de las barras de sondeo.
- Reducción o modificación de la ubicación de los estabilizadores.
- Uso de rodillo rectificador.

1.8.2 Vibraciones axiales – rebote de la broca

Las vibraciones axiales se propagan longitudinalmente a lo largo de la columna de perforación, las causas pueden ocurrir en varias fuentes, principalmente entre las relacionadas con la broca. Por ejemplo, cuando una broca gira, puede estar sujeta a desplazamientos verticales y a una velocidad relacionada con la frecuencia de impacto de los cortadores. Este movimiento axial cíclico produce vibraciones axiales que se propagan a lo largo de la columna de perforación.

Algunos indicadores del rebote son:

- Fallas en el BHA
- Fallas en MWD
- Rotura del diente y el cortador

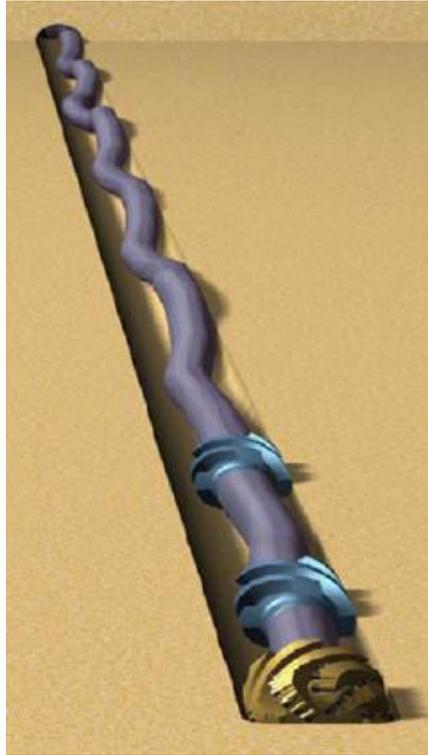


Figura 6 Vibraciones axiales presentes en la columna de perforación

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

La solución básica para el rebote de la broca consiste en monitorear las vibraciones axiales, tanto en el fondo como en la superficie. Esto se hace con un sustituto debajo de la transmisión superior o encima de la broca de perforación. Cuando se indican vibraciones axiales, se debe hacer ajustes en los parámetros de perforación, efectuándose cambios menores en las RPM para evitar la resonancia (Halliburton, 2016). El uso de un empujador hidráulico ayuda a la prevención del rebote, el cual es un sustituto colocado cerca de la broca que mantiene un peso constante en ella (en realidad aísla la broca de la columna de perforación, por lo tanto, la broca no puede excitar a la columna de perforación y ésta no puede excitar a la broca axialmente).

Una reducción general en los niveles de los eventos torsionales y axiales extenderán la vida de la estructura de corte de las brocas PDC (debido a que pueden dañarse fácilmente por impactos o remolinos). En casos extremos, las oscilaciones torsionales pueden conducir a severos astillamientos de todos los cortadores de una broca PDC.

1.8.3 Vibraciones laterales

Las vibraciones laterales resultan de la curvatura cíclica de la columna de perforación (llamadas frecuentemente vibraciones de curvatura). Estas vibraciones pueden ser causadas

por la deflexión lateral de la columna de perforación rotaria, como en el caso de la respuesta a la excitación en la armónica de la velocidad rotacional en el conjunto de pandeo compresivo (Calispa & Villegas, 2013).

El efecto de remolino es la vibración más común. Es la rotación descentrada de la broca o barrena de perforación, causada por la fuerza de salida de balance de la misma, que actúa alrededor de un punto sobre la circunferencia.

1.8.4 Efecto remolino en la broca

Es un fenómeno muy importante que reduce la habilidad de los trépanos para perforar de manera efectiva. Ocurre tanto en formaciones blandas como duras, sin embargo, el daño en la broca será menor en las formaciones blandas. La consecuencia del remolino produce que la broca perfora un pozo sobredimensionado, que producirá vibraciones en la columna de perforación y resultará en pérdidas de velocidad de perforación.

El remolino ocurre cuando las fuerzas dinámicas sobre la broca hacen que su centro instantáneo de rotación se desplace desde el centro del pozo hacia alguna otra dirección, tal y como se aprecia en la figura 39. Como resultado, la broca se moverá en forma de remolino en el pozo, produciendo esquemas de fondo de pozo inusuales (Pain, Jhonson, Byers, & Vader, 1985). Un trepano remolineador corta un pozo sobredimensionado y someterá a los cortadores de la PDC a rápidas velocidades hacia atrás y hacia los costados, llevando a prematuras fallas del cortador. En un trépano tricónico este movimiento descentrado conduce al desgaste disperejo o rotura del diente y finalmente falla del cojinete.

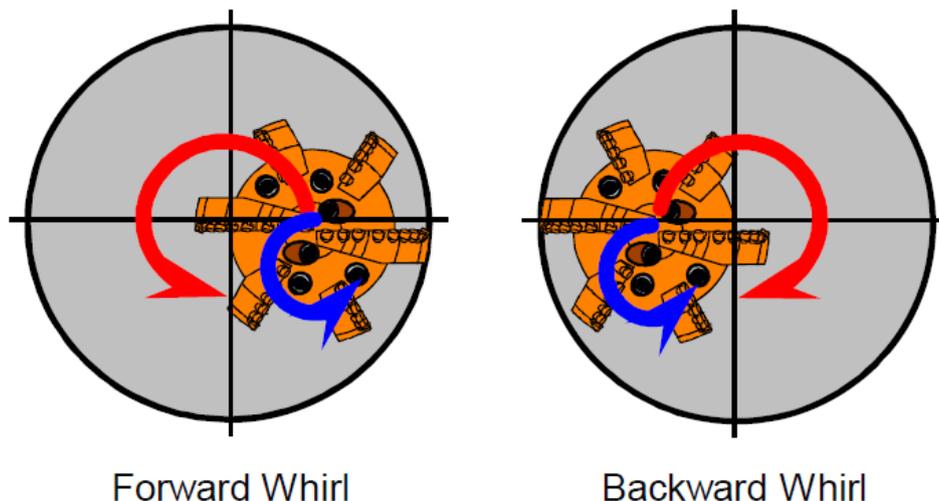


Figura 7 Efecto remolino en la broca

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Algunas de las causas de remolinos en la broca son:

- Brocas PDC
- Estabilizadores
- Trépano a rodillos

Todos estos producen remolinos debido a la fricción en la broca o en el estabilizador y el pozo. Esta fricción se produce primeramente sobre el calibre, los cortadores rectificadores o las aletas de los estabilizadores. Además, estos remolinos pueden ser iniciados por la broca que está sujeta a una fuerza externa del BHA direccional, vibración del BHA o falta de estabilización.

Algunos indicadores de los remolinos son:

- Falla catastrófica del cortador
- Pobres velocidades de penetración
- Performance inconsistente de la broca
- Pozo descalibrado

La evidencia de remolinos en la broca PDC pueden determinarse examinándola. Las características a buscar son:

- Cortadores rotos y/o fracturados
- Almohadillas del calibrador redondeadas
- Una almohadilla del más gastada que las otras
- Ausencia del labio del diamante
- Esquema de desgaste descentrado
- Irregularidades en el cuerpo de la broca

Dado que las brocas con esta tendencia generan pozos descalibrados, el problema puede observarse en los perfilaje post-perforación. Esta tendencia de remolino comienza y termina en las conexiones y esas secciones pueden mostrar evidencia en el perfil de calibración, ya que una sinusoidal incrementa el diámetro y profundidad del pozo. Esto parece deberse a la interacción de los estabilizadores cercanos a la broca.

La solución para los remolinos en la broca es eliminar la fuente del problema más que tratar los síntomas. La fuente del problema es la broca que no gira alrededor de su centro geométrico. Para hacer eso, se diseña un modelo con una pequeña fuerza neta desbalanceada dirigida a disminuir la fricción en el calibre. La fuerza desbalanceada empuja a la broca hacia los costados del pozo, el cual a su vez crea una condición de rotación estable que resístelas vibraciones laterales (Halliburton, 2016).

1.9 Hidráulica general de brocas

Dentro de la hidráulica de brocas se trata de buscar la máxima tasa de penetración a través de la limpieza de los recortes de la cara de la broca y el fondo del pozo, y la prolongación de la vida útil de la misma, mediante un óptimo enfriamiento.

El flujo de fluido de perforación por el centro de la tubería de perforación está restringido en la barrena, esto es similar al efecto de una boquilla de manguera de jardín estándar. La presión para el sistema local es suministrada por la torre. La bomba de lodo suministra la presión en una plataforma y se puede variar cambiando los revestimientos.

Hay una pérdida de presión a través de las conexiones y accesorios en la torre de agua, la tubería principal de agua, la casa y dentro de la manguera, similar a la pérdida de la presión del equipo de superficie y la sarta de perforación en una plataforma.

Cuando la boquilla de la manguera de jardín está completamente cerrada, no hay flujo de agua. Si es necesario realizar la limpieza, como eliminar la suciedad suelta del costado de un automóvil o las hojas de una canaleta se abre el orificio de la boquilla. Cuando se abre un pozo, hay algo de flujo y algo de capacidad de limpieza, a medida que se continúa abriendo la boquilla, el flujo se vuelve más constante y se puede lograr una mejor limpieza, si la boquilla se abre demasiado, el agua fluye suavemente hacia el suelo. En la figura 8 se muestra la relación entre la capacidad de limpieza y el caudal. (Halliburton, 2017)

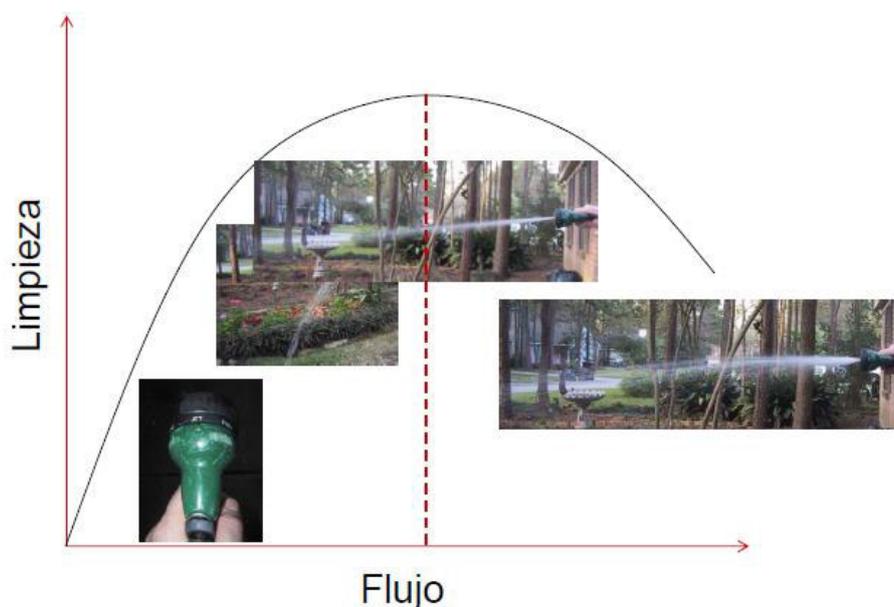


Figura 8 Concepto de hidráulica de la broca

Fuente: Drill Bit & Services Halliburton , 2014

1.9.1 Área de flujo total (TFA) O área de la boquilla (A_n)

En la broca, el flujo del fluido de perforación se restringe, convirtiendo la alta presión y la baja velocidad dentro de la sarta de perforación en baja presión y alta velocidad debajo de la broca. Esto se logra de manera diferente en las brocas de conos rodantes y PDC que en las brocas de diamante natural y TSP.

1.9.2 Boquillas

Una boquilla es una parte con una variación de la superficie transversal, similar al extremo de una manguera, que regula y dirige el flujo de un líquido. En este contexto, la boquilla dirige el flujo del fluido de perforación a través de la broca de perforación, ver figura 9 (Baker Hughes, 2008).

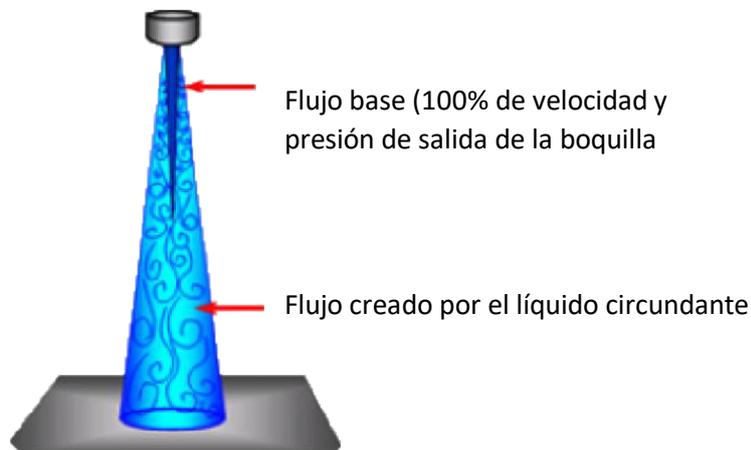


Figura 9 Flujo de fluido a través de una boquilla

Fuente: Baker Hughes, 2012

La forma interna de la boquilla proporciona también un patrón de flujo específico para el fluido después de salir de la boquilla. El patrón de flujo tiene dos conos según la figura 10.

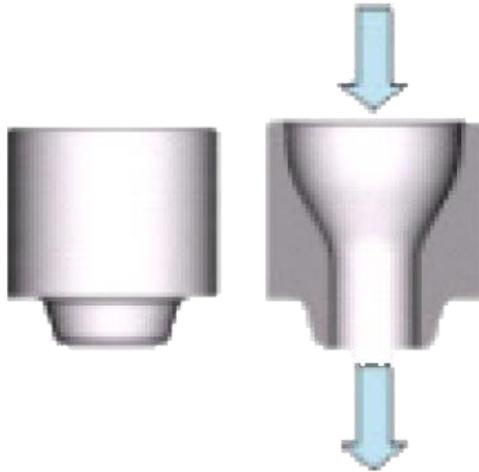


Figura 10 Centro de reacción estándar

Fuente: Baker Hughes, 2012

La energía hidráulica reside en el cono interno. Este cono llega a un punto a una cierta distancia debajo de la boquilla. El cono externo proporciona un gran alcance, pero mucho menos que el cono interno.

Las brocas PDC y las brocas de cono de rodillo usan boquillas para controlar el flujo de fluido de perforación, además las PDC pueden usar más de tres boquillas, y estas boquillas tienen una amplia gama de tamaños. Las boquillas intercambiables en campo proporcionan un programa hidráulico controlable localmente; por ejemplo, el tamaño de las boquillas se puede determinar hasta el momento en que la broca se acopla a la sarta de perforación (Halliburton, 2017).

El área de flujo de las brocas con boquillas es simplemente la suma del área circular de todas las boquillas y se expresa en pulgadas al cuadrado. La fórmula se expresa de la siguiente manera:

$$A_n = 0.000767(d_1^2 + d_2^2 + \dots)$$

Ecuación 1 Área de flujo de las boquillas

Donde d_1 y d_2 son los diámetros de los orificios de las boquillas en 32 avos de pulgada. El rango común para los tamaños de boquilla va desde los 9/32" 28/32". Los valores de TFA para diversos números de boquillas se presentan en la figura 11:

TFA VALUES OF COMMON NOZZLE SIZES											
NOZZLE SIZE	NUMBER OF NOZZLES										
	IN.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7/32	0.038	0.075	0.113	0.150	0.188	0.225	0.263	0.301	0.338	0.376	
8/32	0.049	0.098	0.147	0.196	0.245	0.295	0.344	0.393	0.442	0.491	
9/32	0.062	0.124	0.186	0.249	0.311	0.373	0.435	0.497	0.559	0.621	
10/32	0.077	0.153	0.230	0.307	0.383	0.460	0.537	0.614	0.690	0.767	
11/32	0.093	0.186	0.278	0.371	0.464	0.557	0.650	0.742	0.835	0.928	
12/32	0.110	0.221	0.331	0.442	0.552	0.663	0.773	0.884	0.994	1.104	
13/32	0.130	0.259	0.389	0.518	0.648	0.778	0.907	1.037	1.167	1.296	
14/32	0.150	0.301	0.451	0.601	0.752	0.902	1.052	1.203	1.353	1.503	
15/32	0.173	0.345	0.518	0.690	0.863	1.035	1.208	1.381	1.553	1.726	
16/32	0.196	0.393	0.589	0.785	0.982	1.178	1.374	1.571	1.767	1.964	
18/32	0.249	0.497	0.746	0.994	1.243	1.491	1.740	1.988	2.237	2.485	
20/32	0.307	0.614	0.920	1.227	1.534	1.841	2.148	2.454	2.761	3.068	
22/32	0.371	0.742	1.114	1.485	1.856	2.227	2.599	2.970	3.341	3.712	
24/32	0.442	0.884	1.325	1.767	2.209	2.651	3.093	3.534	3.976	4.418	

Figura 11 Valores de TFA para tamaños comunes de boquillas

Fuente: Halliburton Drill Bits & Services, 2018

1.9.3 Caída de presión de la broca (ΔP_b)

La presión en un sistema de perforación se pierde en tres lugares:

- El equipo de superficie y la sarta de perforación
- En las boquillas o en la cara de la broca
- En el anular

De estos tres puntos mencionados, nos interesa la caída de presión en la barrena. En donde la caída de presión es una función directa del caudal, el área de la boquilla y el peso del lodo. La cual se calcula por:

$$(\Delta P_b) = \frac{Q^2 \rho}{10858 A_n^2}$$

Ecuación 2 Caída de la presión en la broca

Donde:

Q = Caudal en GPM

P= Peso del lodo en ppg.

1.9.4 Fuerza de impacto y potencia hidráulica de la broca (BHHP)

La fuerza de impacto se define como la tasa de cambio del fluido a través de la broca en función de la densidad del fluido, la tasa de circulación y la velocidad de la boquilla. La potencia hidráulica de la barrera es la velocidad que el fluido realiza el trabajo medido en el área de flujo especificada en la barrena, ya sea en los orificios de la boquilla o en el punto de control del TFA (Halliburton, 2017).

La potencia hidráulica es la expresión más común de la energía hidráulica en la broca. La fórmula para calcular los caballos de fuerza hidráulicos es la siguiente:

$$BHHP = \frac{\Delta P * Q}{1714}$$

Ecuación 3 Potencia hidráulica en la broca

Donde:

ΔP = Varación de la presión en psi

Q= Caudal en gpm.

1714= factor de conversión para llevar HHP en términos de caballos de fuerza.

La potencia hidráulica es una medida de la energía por la unidad de tiempo a través de los chorros de la broca. Es el producto de la presión y caudal, la cual mide la cantidad de trabajo del fluido de perforación disponible en la broca (Baker Hughes, 2008). La figura 12 muestra la relación entre la velocidad del flujo y los BHHP, la cual es similar al ejemplo de la manguera que se mencionó anteriormente.

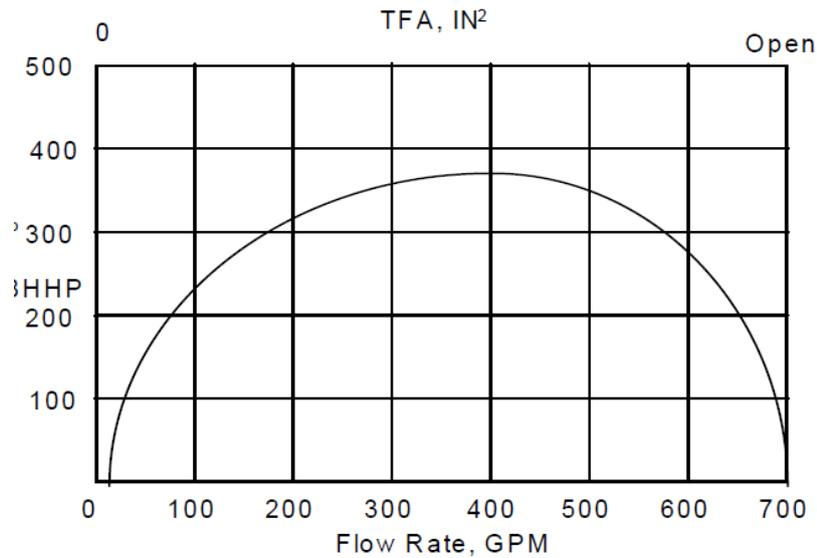


Figura 12 Relación de flujo y TFA

Fuente: HDBS Latin America, 2016

1.9.5 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada (HSI)

Puesto que la potencia hidráulica puede variar ampliamente en las brocas de pequeños a grandes diámetros, un término independiente del tamaño para los caballos de fuerza hidráulicos es la potencia hidráulica por pulgada cuadrada (HSI). El HSI es la cantidad de potencia hidráulica entre el área del hoyo que se está perforando.

$$HSI = \frac{BHHP \text{ de la broca}}{\text{Área de la broca en in}^2}$$

Ecuación 4 Potencia hidráulica por pulgada cuadrada

1.9.5.1 Problemas de bajo HSI

Debido a otras consideraciones en el taladro, los valores de HSI entre 2-5 no se pueden lograr. En muchos casos, esto ocurre con taladros más viejos que no tienen la capacidad de bomba o tiene la presión de la columna de alimentación limitada.

Una potencia hidráulica baja en la mecha puede producir bajas velocidades de penetración y un rendimiento deficiente en la mecha (Drill Bit & Services Halliburton , 2014).

1.9.5.2 Problemas De Alto HSI

En algunos casos, se puede lograr valores muy altos de HSI. Se han presentado casos donde se han alcanzado valores de HSI de 8 0 9. Estos valores extremadamente altos de HSI

típicamente no aumentan el desempeño de la broca, pero si aumentan perceptiblemente la erosión de la broca y reducen la vida útil de la misma (Cevallos, 2019).

CAPITULO II

2 Teoría de brocas PDC

2.1 Introducción

Las brocas son herramientas que permiten la perforación, trituración y corte de la formación, que puede estar constituido de diversos materiales como acero hasta composiciones de diamantes naturales. Se encuentran al final de la sarta de perforación y son cambiadas una vez que hayan cumplido su objetivo, o hayan sufrido un severo desgaste y ya no puedan avanzar dentro de la formación (HDBS Latin America, 2016).

Uno de los tipos de brocas más utilizados en las últimas décadas son las PDC (Polycrystalline Diamond Compact), estas brocas al no poseer piezas móviles giran como una sola pieza logrando que éstas rindan mejor en intervalos largos para la perforación de formaciones suaves, medias y duras (Pain, Jhonson, Byers, & Vader, 1985). La acción de corte de las brocas PDC es mediante el cizallamiento en lugar de trituración, por lo que genera tasas de penetración más rápidas en formaciones como pizarra, tiza y piedra caliza, por lo que desde su primera producción en diciembre de 1976 (en donde General Electric introdujo los cortadores PDC de forma comercial) (Scott, 2006), la popularidad de las brocas PDC ha ido en aumento debido a las características como el diseño y tipos del cortador, la geometría de las aletas y la variedad de aplicaciones que se les puede dar, sin lugar a duda estas brocas se han logrado posicionar en el mercado y son tan comunes como las brocas de rodamiento (SPE-Petrowiki, 2008).

2.2 Reseña Histórica

La historia de las brocas PDC inicia en 1970 cuando General Electric produjo los primeros cortadores de PDC y se lo introdujo en la industria de la perforación, posteriormente, para los años de 1980, en la mayoría de las empresas se estaban ofreciendo brocas con cortadores de diamante sintéticos, muchas de ellas fueron probadas inicialmente con diamantes naturales. A mediados de esta década, con el desarrollo y descubrimientos en las investigaciones se generan variaciones en el cuerpo de la broca, diseño de las aletas, disposición de cortadores variaciones de densidad del material del cortador y modificaciones en el diseño de la hidráulica de la broca. Con estos avances se logró una mejor perforación de las formaciones, no obstante, se presentaron problemas como el “bit whirl”, “variaciones de vibración de la broca haciendo que los cortadores se astillen y aceleren su desgaste” (Brett, 1990). Por lo que para los años de 1990 se realizaron avances en la dinámica de los hoyos, mediante el ajuste de parámetros, el diseño del BHA, ajuste del balance de fuerzas, mejoramiento del diseño de cortadores para la aplicación en perforaciones de alto desafío.

Desde el año 2000 se han venido probando en laboratorios y evaluaciones analíticas de las perforaciones en distintos campos se va mejorando las brocas dependiendo de las características que se necesiten en la perforación.

2.3 Componentes de una broca PDC

Dado que las brocas PDC tienen diversos diseños debido a las necesidades específicas de cada proyecto, se reconocen elementos constitutivos claves presentes en cualquier modelo de broca como el cuerpo de la broca, el shank y la estructura de corte (Ramos , 2011), los cuales se detallan a continuación.

Los componentes básicos de una broca son la sección superior, conformada por la conexión API y el shank; la sección inferior en donde se encuentran los gauges pads que son extensiones del perfil de la broca que promueve la estabilización de la broca y mantiene el calibre de la broca, los junk slots son cavidades en la broca que ayudan en la limpieza y transporte de los recortes de las formaciones. El perfil se refiere a distintas formas que presenta una broca dependiendo de las aplicaciones que se le pretenda dar, en esta sección se encuentran los cortadores PDC que realizan la actividad de recortar las formaciones (Halliburton, 2016). Los componentes mencionados se los puede apreciar en la figura 13, descrita a continuación.

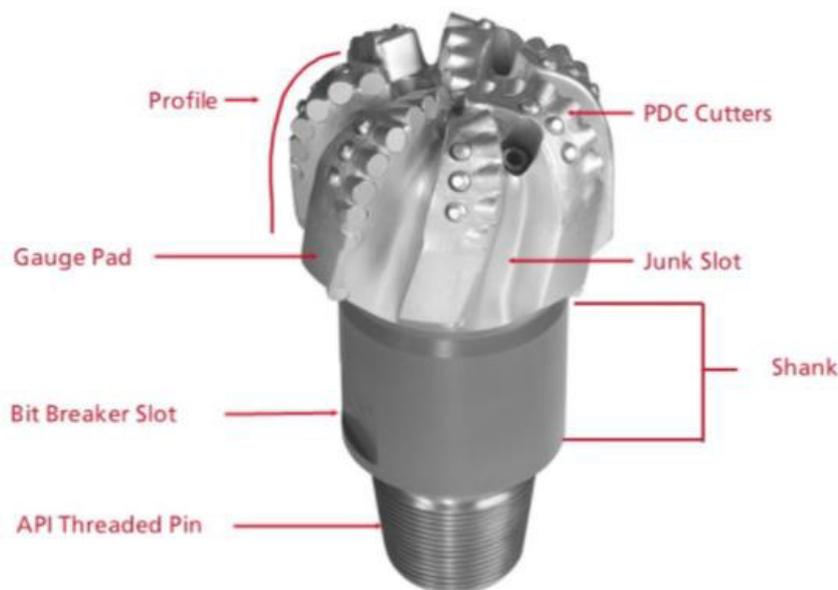


Figura 13 Componentes de una broca PDC

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.4 El Cuerpo de la broca

También conocida como la corona, pueden ser de dos tipos de material: de cuerpo de matriz y cuerpo de acero.

2.4.1 Broca con cuerpo de Matriz

El cuerpo de estas brocas está compuesto por carburo de tungsteno que es extremadamente duro y resistente al desgaste, se utiliza en lugares en donde el fluido y recortes de formación hacen contacto directo. Esta matriz alberga y da protección a los cortadores, proporciona una estructura que direcciona los fluidos y los canales de limpieza (Halliburton, 2017).

El polvo de carburo de tungsteno se denomina polvo duro o mejor conocido como polvo de matriz, se encuentran en la cara y el calibre de las brocas, este material es una combinación específica de tamaños de partícula, forma y composición química. Se utilizan distintos de polvos de matriz en función de lo que se requiera la aplicación, es decir si se tiene una formación no abrasiva como arcilla o pizarra, se puede usar un polvo de menor resistencia a la erosión que es más rentable que un polvo con alta resistencia a la erosión que es mucho más caro (Baker Hughes, 2008).

En la figura 14, se aprecia los lugares en donde los distintos polvos de matriz constituyen el cuerpo de la broca, la cual difiere con las brocas de acero que están hechas de un solo material.

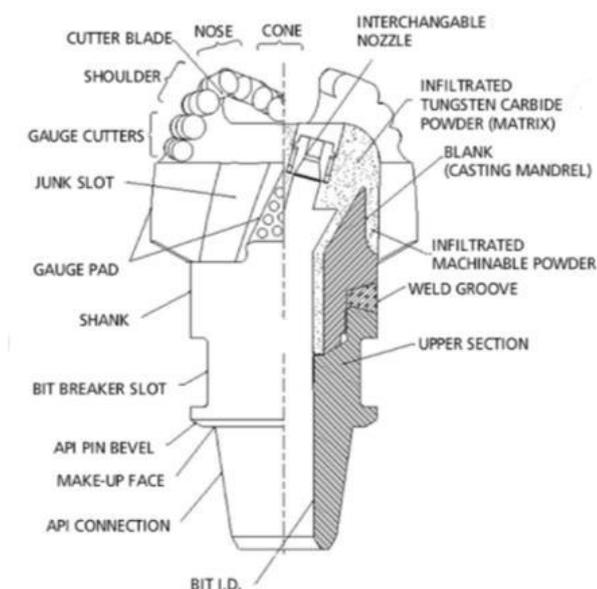


Figura 14 Estructura de una broca con cuerpo de Matriz

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.4.1.1 Estructura de sosten (Blank)

El cuerpo de la matriz tiene dos piezas, la primera es el cabezal en bruto, que está centrado en el molde, la segunda pieza es la conexión API o sección superior, esta parte de es un acero de alta calidad y tratado térmicamente antes de ser ensamblados, para eso se requieren análisis de los productos químicos y físicos de todo el acero antes de la manufactura (Halliburton, 2019).

La sección superior es soldada con el acero en bruto dentro de la cabeza (blank) de la broca formando un cuerpo completo.

Dentro de las principales características que presentan las brocas con cuerpo de matriz se tienen:

- Mayor resistencia al desgaste
- Mayor resistencia a la erosión
- Aplicable a intervalos largos
- Mayor número de hojas de perforación
- Múltiples corridas
- Flexibilidad en el diseño
- Mayor direccionalidad.

2.4.2 Broca de cuerpo de acero

Las brocas con cuerpo de acero de alta calidad están hechas de una sola pieza o bloque de acero, no contiene ningún porcentaje de polvo de matriz (hard o soft), el cuerpo de la broca al ser de una sola pieza (ver figura 15), causa que las dimensiones del shank se reduzcan y de la misma manera no necesiten ningún punto de soldura. Este tipo de brocas al ser de una sola pieza proporcionan la ventaja de mejor respuesta para completar el plan direccional (Halliburton, 2021).

Las brocas de acero usan carburo de tungsteno en sus boquillas, las cuales están sometidas a un proceso de sinterización que provee de un material altamente resistente a la erosión.

Dentro de las principales características que presentan las brocas con cuerpo de acero se tienen:

- Mejor limpieza en el frente de ataque de la broca
- Mayor área de flujo entre las aletas
- Mayor capacidad de remoción de recortes a través de los slots
- Altas ROP

- Susceptible a la abrasión
- Menor flexibilidad en el diseño

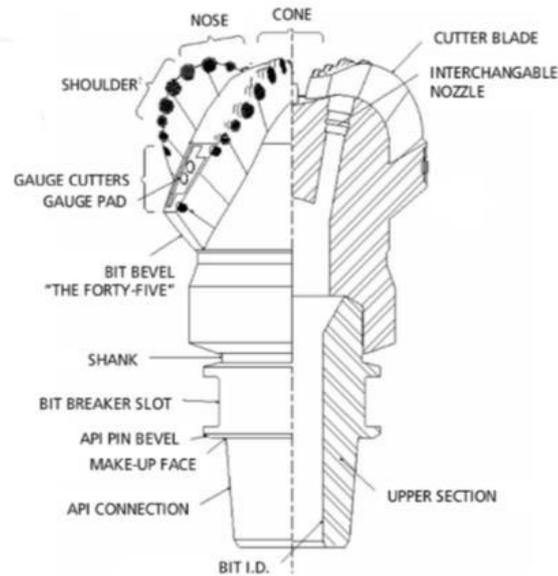


Figura 15 Estructura de una broca con cuerpo de Acero

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.4.3 Shank

Es la parte de la broca que posee la rosca de conexión API, que permite el acople con la sarta de perforación, de la misma manera posee los bits breakers slots que permiten el ajuste de la broca hacia la sarta de perforación.

El shank se fabrica con acero de alta calidad y tratado térmicamente y se sueldan de distintas maneras, dependiendo del cuerpo de la broca, es decir en el caso de las brocas de acero, el shank se sueldan directamente al cuerpo, a diferencia de las de matriz que se sueldan al blank (Halliburton, 2021).

2.4.4 Estructura de corte

Es en donde se encuentran las aletas incrustadas de cortadores, los espacios para la colocación de boquillas y los junk slots, estos permiten el avance en la perforación dentro de la formación (Baker Hughes, 2008).

2.5 Perfil de la broca PDC

El perfil se refiere a la vista lateral de un broca PDC, tienen como finalidad "permitir un desgaste uniforme de la estructura y de la capacidad de determinar el número de cortadores

en las aletas”, es decir si se tiene un perfil amplio, la broca contará con mayor número de contadores dispuestos a lo largo de las aletas, siendo menos estable pero con la ventaja de que su desgaste sea lento, a diferencia de un perfil menor que se desgastará mucho mas rápido pero su estabilidad será mas elevada. La siguiente imagen muestra la estructura tracional de un perfil de broca de cortadores fijos (Halliburton Drill Bits & Services, 2018).

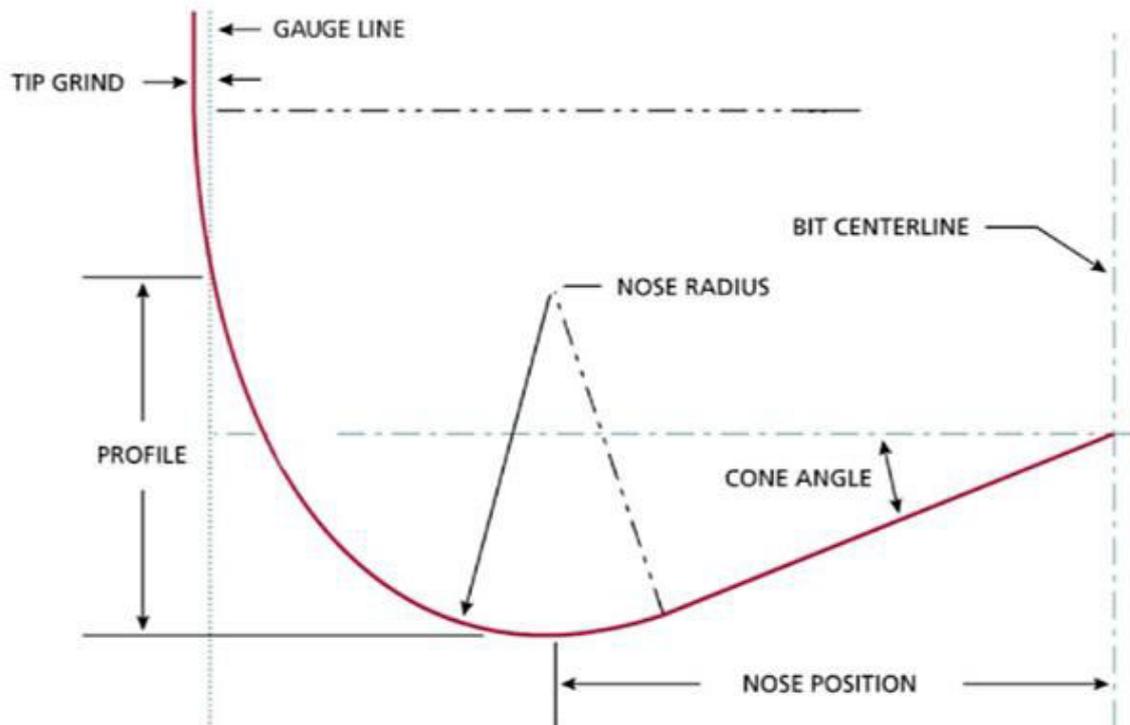


Figura 16 Componentes del perfil de la broca

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

La figura 16 muestra las principales partes de un perfil de broca en donde se aprecian tres partes principales las cuales se describen a continuación:

2.5.1 Cono

Es la estructura conformada por eje de la broca que se extiende con un ángulo hasta la posición de la nariz. Tal como lo menciona Chávez & Ñungo (2018), en esta sección se encuentra “ el ángulo del cono que permite controlar el número de cortadores, la respuesta direccional, limpieza, transferencia del WOB” (pág. 48).

Según la abertura del ángulo del cono se tienen dos tipos de cono: cono de ángulo profundo (Deep >25 grados), y cono de ángulo poco profundo (Shallow <25 grados). A continuación se presenta un cuadro comparativo donde se resaltan sus principales características.

Tabla 2 Características del ángulo del cono

PDC BIT CONE ANGLE	
DEEP CONE ANGLE	SHALLOW CONE ANGLE
Permite aumentar el volumen de cortadores PDC	Mayor eficiencia en la transferencia de WOB
Permite el mejoramiento de la estabilidad en la broca	Mejora la hidráulica de limpieza
Reacciona menos al direccionamiento	Más reactivo al direccionamiento
Mejor adaptabilidad a perfiles más altos	Mejor adaptabilidad a perfiles cortos

Fuente : Ulterra Drilling Technologies, 2020
 Modificado por: Elvis Mendoza

Como se observa, el cono afecta directamente en el perfil de la broca brindando distintas características a la broca PDC. En la figura 17 se tiene la representación de los conos shallow y deep respectivamente.

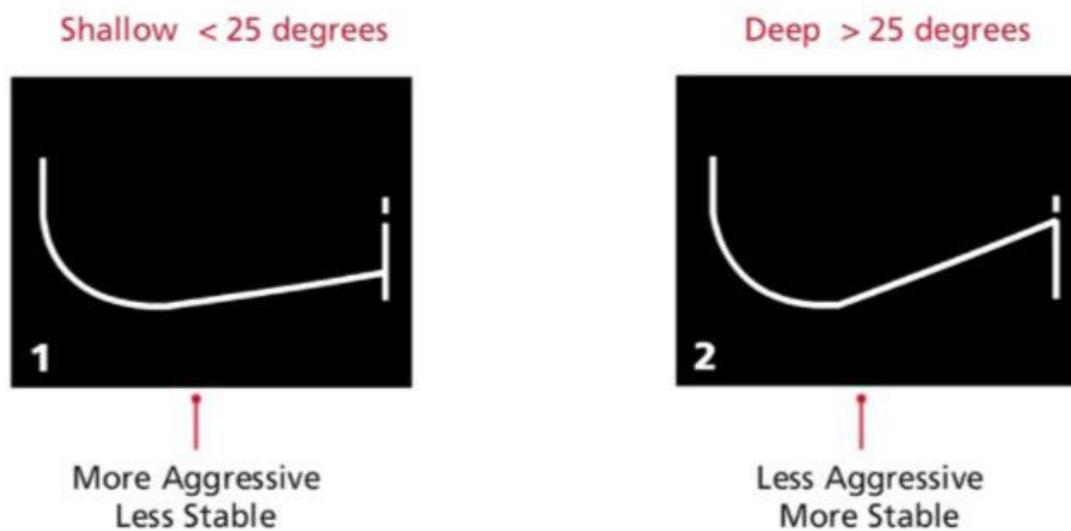


Figura 17 Cono shallow y deep

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.5.2 Posición de la nariz

Es el punto mas bajo del perfil, el tamaño del radio de la nariz influye directamente sobre el hombro de la broca. “Una posición de la nariz radialmente más cercana a la línea central de la broca puede resulta un perfil muy largo, mientras que una posición de la nariz más cercana al calibre es mas propicia a un perfil corto.” (Halliburton, 2016)

Cuanto más trabajo realicen los cortadores de la nariz, más agresiva tiende a ser la broca. Por lo tanto, una ubicación radial mas lejana para la nariz, da como resultado una estructura de corte agresiva. Por su puesto, la agresividad depende del radio de la nariz (mirar la figura 18 y 19), del ángulo del cono y sobretodo de la disposición de los cortadores.

2.5.3 Radio de la nariz

Para Jain, et al. (2016) , el radio de la nariz afecta la agresividad y la resistencia de las brocas al daño por impacto. Un radio de nariz grande, distribuye mejor las fuerzas a través de la nariz de la broca, lo que puede aumentar la resistencia de las brocas al daño por el impacto.

Un radio de la nariz más grande permite que se acomoden una mayor cantidad de cortadores a lo largo de la nariz, siendo menos agresivo y ayudando a que se distribuya de mejor manera el trabajo de perforación.

2.5.4 Hombro

Un hombro más largo permite al diseñador aumentar el número de cortadores, que resulta en una mayor durabilidad, ya que la carga a través del hombro de la broca se distribuye de manera uniforme. (Chávez & Ñungo , 2018). Sin embargo, las longitudes del perfil largas hacen que la broca sea menos estable en la perforación. A causa de que los numerosos cortadores del hombro pueden agarrarse lateralmente a la formación e iniciar vibraciones (Halliburton, 2016).

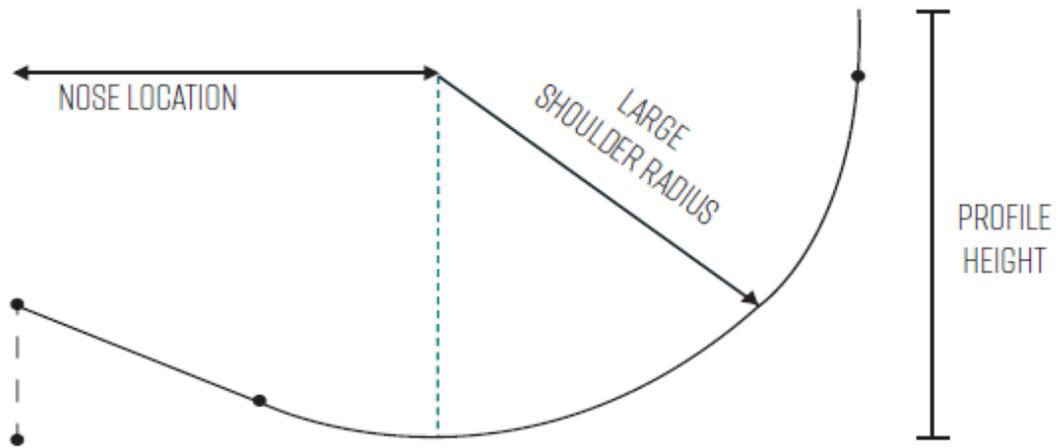


Figura 18 Perfil de broca con radio de hombro largo

Fuente: Ulterra Drilling Technologies, 2020

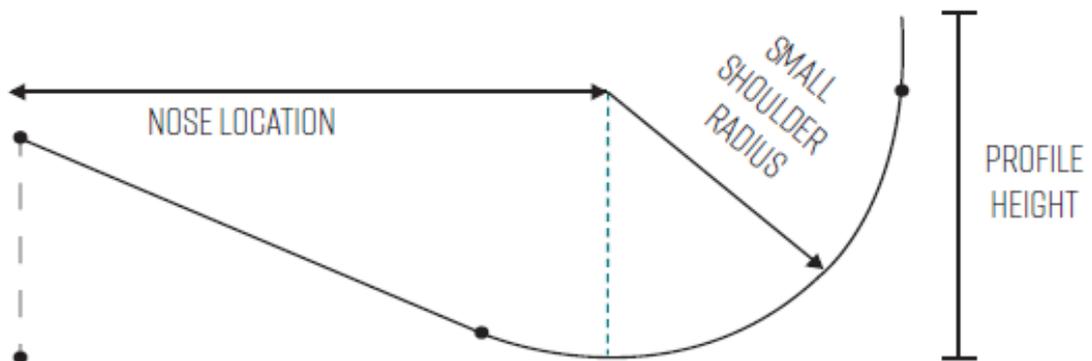


Figura 19 Perfil de broca con radio de hombro corto

Fuente: Ulterra Drilling Technologies, 2020

Dado que estos perfiles presentan cualidades distintivas, en la tabla 2 se mencionan las principales características que estos perfiles ofrecen.

Tabla 3 Principales características del hombro de radio corto y largo

PDC BIT SHOULDER PROFILE	
Large shoulder radius	Small shoulder radius
Permite aumentar el volumen de cortadores PDC	Mayor eficiencia en la transferencia de WOB
PDC BIT SHOULDER PROFILE	
Large shoulder radius	Small shoulder radius
Permite el mejoramiento de la estabilidad en la broca	Mejora la hidraulica de limpieza
Reacciona menos al direccionamiento	Mas reactivo al direccionamiento
Mejor adaptabilidad a perfiles mas altos	Mejor adaptabilidad a perfiles cortos

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
 Elaborado por: Elvis Mendoza

2.6 Diseño de las aletas

2.6.1 Número de Aletas

En la broca, el número de aletas es un dato relevante, ya que se puede obtener un aproximado en lo que respecta a la densidad de corte, y por ende la ayuda a la determinación de la agresividad, estabilidad y drabilidad de la broca. Partiendo de esto, se plantea la relación de que la broca presenta mayor estabilidad y durabilidad al contar con mayor número de aletas y menos estabilidad y más agresividad conforme se reducen el número de aletas, se visualiza en la figura 20.

El número de aletas influye directamente en diferentes aspectos de la broca, estos al ser modificados pueden proporcionar características de durabilidad, estabilidad, agresividad y limpieza, dependiendo de aplicación que se le dará a la broca (Baker Hughes, 2012). Estas características se presentan en la tabla 4.

Tabla 4 Cuadro comparativo según el número de aletas

Mayor número de aletas	Menor número de aletas
Menos agresiva	Mas agresiva
Más estable	Menos estable
Difícil de limpiar en altas ROP	Fácil de limpiar en altas ROP
Menor número de boquillas	Puede contener mayor numero de boquillas

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
 Elaborado por: Elvis Mendoza

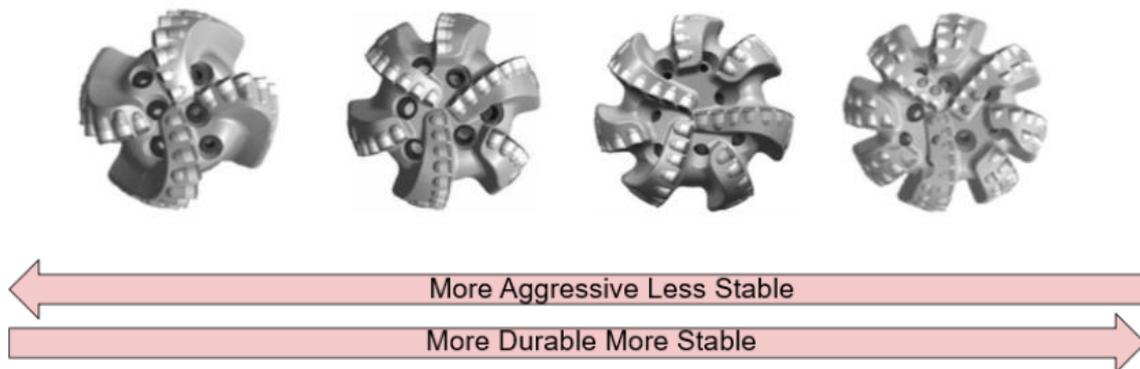


Figura 20 Relación de estabilidad según el número de aletas

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.6.2 Aletas primarias y secundarias

Las aletas primarias son aquellas que están dispuestas desde el centro de la broca y se extienden hasta la zona de calibre (gauge), generalmente estas pueden ser de dos, tres o cuatro aletas principales. Las aletas secundarias en cambio inician desde la posición de la nariz hasta el gauge (ver figura 21). Ambas determinan la densidad de cortadores de la broca aunque también inciden parámetros de la limpieza, posición de las boquillas y problemas de erosión.

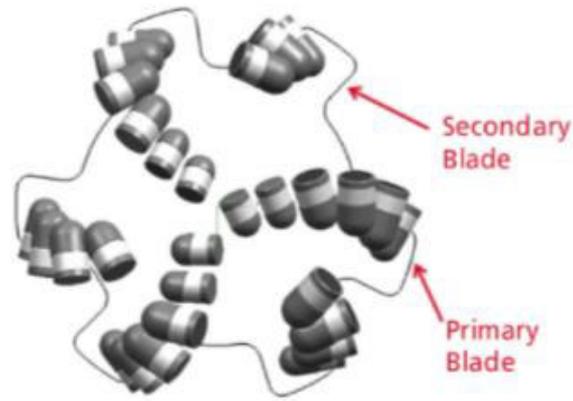


Figura 21 Representación de las aletas principales y secundarias

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.6.3 Simetría y asimetría del diseño de la aleta.

Se denomina simetría y asimetría a la disposición similar o desigual en el espaciado de las aletas (ver figura 22). Un diseño simétrico tiene el mismo espacio entre las aletas, mientras que un diseño asimétrico presenta diferente espaciado entre las aletas. La principal función de la asimetría en las aletas, es proporcionar la ruptura del patrón lobulado mientras la broca gira.



Figura 22 Simetría y asimetría de las aletas

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.6.4 Espiral de la aleta

La espiral tiene un efecto directo en la estabilidad de la broca, cuanto más espiral obtengan las aletas se tendrá un efecto directo en la estabilidad. Esto es muy importante debido a los

eventos de vibración y movimientos de rotación que se presentan en el hoyo (Halliburton, 2016).

Un aspecto importante que maneja la espiral de la broca es el desbalance de energía, en una estructura con menos espiralado estas empiezan a presentar problemas de estabilidad, mientras más espiralada tenga la estructura se reducirá la limpieza de la broca como se muestra en la figura 23 (Baker Hughes, 2008).



Figura 23 Relación de limpieza y estabilidad según la espiral de la aleta

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

En la siguiente figura 24 se hace referencia a la trayectoria de un punto de la aleta con respecto a la rotación que realiza dentro del hoyo, en la que se presentan que la broca con mayor espiral, completa una trayectoria más definida dentro del hoyo a diferencia de la que tiene una estructura de aleta recta.

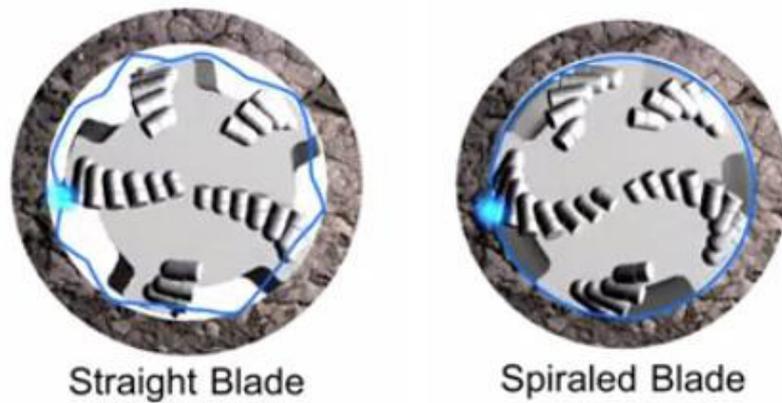


Figura 24 Representación de la trayectoria dependiendo el nivel de espiral que tiene la aleta

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.7 Diseño del calibre

El diseño del calibre puede ser desglosado en dos aspectos:

- Estructura de corte en el calibre.
- Gauge pad o almohadilla del calibre.

La estructura de corte en el calibre se refiere a los elementos PDC de corte que están localizados en la parte externa del hombro, como se muestra en la figura 25, su funcionalidad es la de garantizar que el calibre sea el correcto, mientras que la almohadilla su uso principal es dar estabilidad.

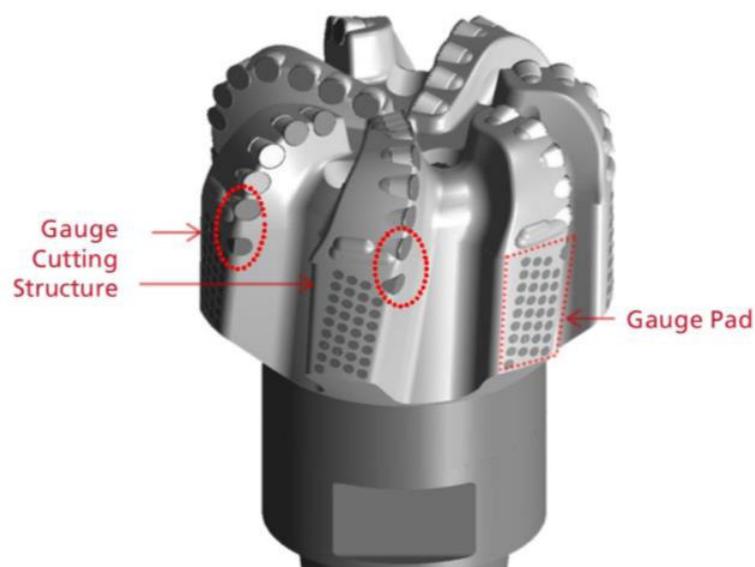


Figura 25 Componentes del calibre de la broca

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Dentro de la estructura de corte esta el denominado “tip grind line” que son cortadores, responsables de conservar el calibre de la broca (ver figura 26), una vez que se hayan desgastado los cortadores de la estructura de corte. Por lo que se tienen dos tipos:

2.7.1 Calibre Activo

En donde el tip grind line esta en contacto directo con la pared del hoyo asegurando el calibre del mismo, y generando una protección contra el desgaste de la broca, un mayor tip grind line, es usado en formaciones duras por lo que ayuda al incremento de la agresividad y direccionabilidad a la broca (Halliburton, 2019).

2.7.2 Calibre Pasivo

Tiene un tip grind line menor, generando mayor estabilidad y una mejor calidad del hueco a la vez que protegen el diámetro del calibre aunque sin presentar agresividad en la broca (Halliburton, 2016).

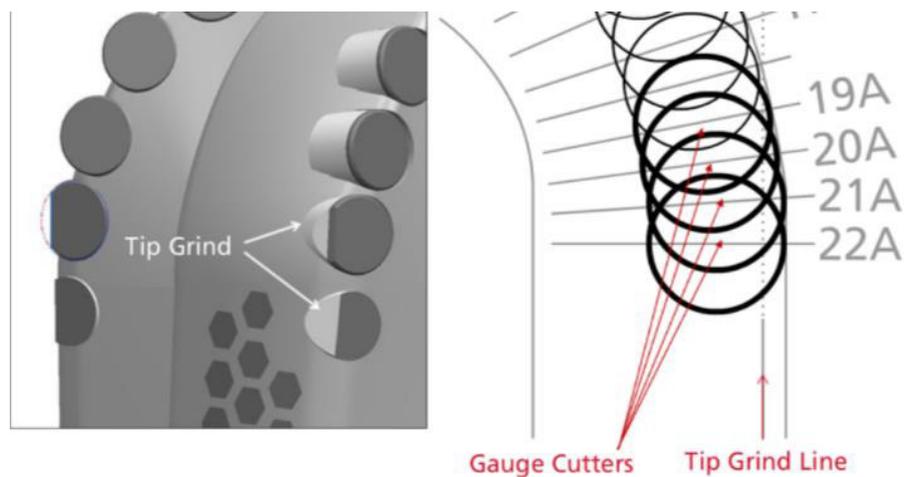


Figura 26 Representación del tip grind en el calibre de la broca

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.7.3 Geometría del gauge pad

La geometría del gauge pad cambia con la aplicación que se le quiere dar. A continuación la figura 27 se presentan diferentes tipos de geometría en el gauge pad:

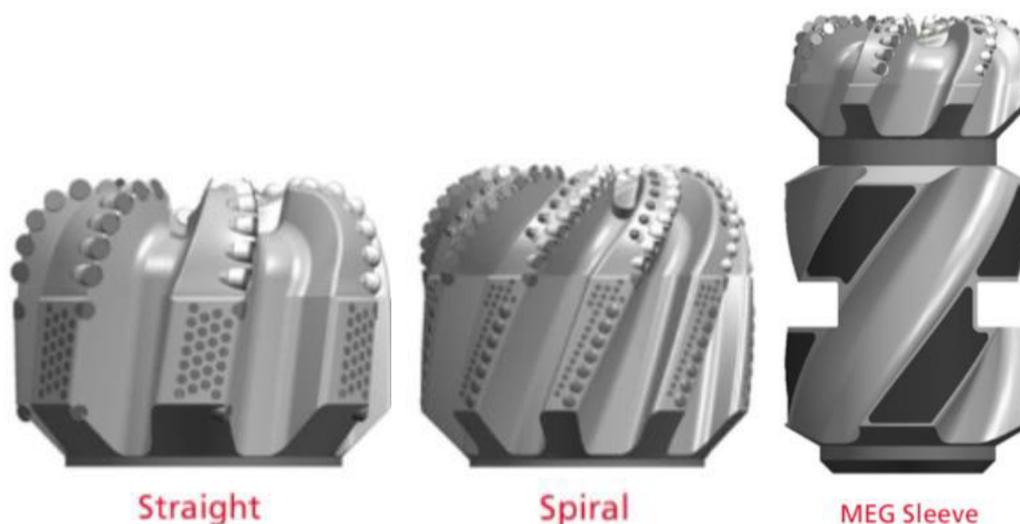
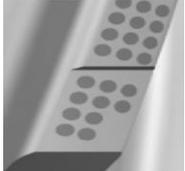
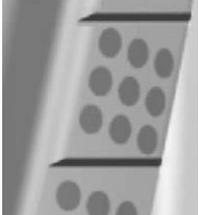


Figura 27 Geometrías del calibre

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

El largo y ancho y otras características afectan el grado de fricción y la protección de la broca. En la siguiente tabla se muestran tres diferentes tipos de geometría:

Tabla 5 Descripción de los diferentes tipos de gauge pad

GEOMETRÍA DEL GAUGE PAD		
Relieved gauge	No presenta resistencia lateral en los pads del calibre debido a la longitud de la misma, ayudando en la preservación de la calidad del pozo.	
Step gauge	Miniza la resistencia lateral mientras mantiene la longitud del calibre para una mejor calidad del pozo y direccionabilidad.	
EDL/DIRIGO	Usado en aplicaciones point the bit, con su diseño se pueden lograr altos dog legs	

Fuente: Halliburton Latin America 2019
Modificado por: Elvis Mendoza

2.8 Cortadores PDC

2.8.1 Mecanismo de corte

Dentro de la estructura de las brocas PDC se encuentran los cortadores que son elementos constituidos por un disco o capa de diamante poli cristalino sintético, siendo sometidos a altas temperaturas para que estén sujetos a un sustrato de tungsteno (Ramos , 2011).

Para Gavito (1998 como se cita en Matos, y otros, 2009), las brocas PDC se han convertido en una herramienta preferida en casi todas las áreas donde se requiere el uso de una herramienta especial para perforar formaciones específicas. Es por esto que estas brocas fueron diseñadas para obtener altas tasas de penetración en distintas formaciones consolidadas, abrasivas o suaves.

Por lo que el mecanismo de corte de estas brocas es por cizallamiento, es decir en el frente de ataque no existe impacto directo en la misma (ver figura 28). A medida de que la broca es penetrada en la formación la carga y fractura resultante son aproximadamente paralelas haciendo que la roca se desgaste en capas y provocando un gran volumen de recortes.

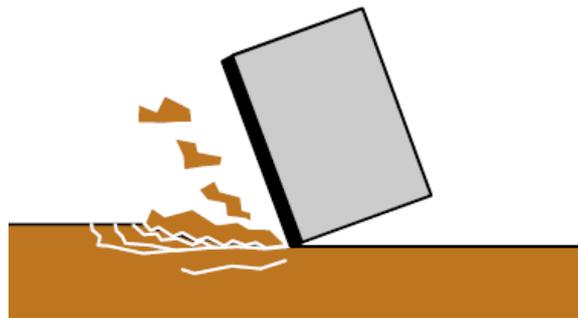


Figura 28 Mecanismo de corte de un cortador PDC

Fuente: Baker Hughes, 2008

2.8.2 Diamante policristalino

“El material mas duro conocido es el diamante natural monocristalino, y casi tan duro es el diamante policristalino sintético, su elevada dureza le confiere una elevada resistencia al desgaste por abrasión.” (Rodríguez , Castro, & del Real, 2012, págs. 584-585). Esta dureza que le confiere alta resistencia al desgaste y una alta conductividad térmica hace que también sea muy frágil, rompiéndose fácilmente mediante impactos. (Groover, 1997).

El diamante policristalino está conformado por la unión de una masa de pequeñas partículas de diamante en una mas grande, mediante el proceso de sinterización, proporcionando mayor tenacidad que solo un cristal, es decir los planos de exfoliación de los cristales que estan

ordenados al azar son reorganizados proporcionando un desgaste uniforme de un solo cristal (ver figura 29).

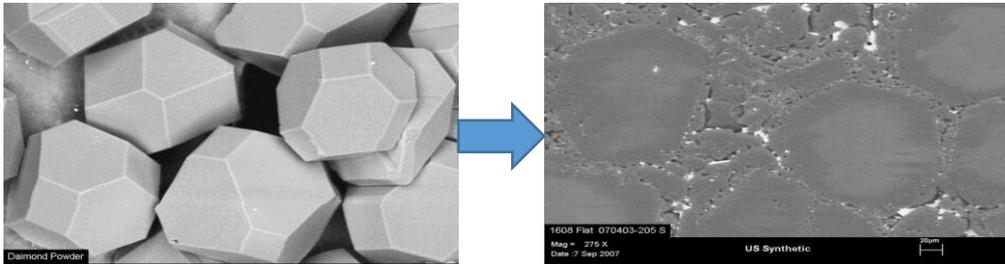


Figura 29 Cristales antes y después del proceso de sinterización

2.8.3 Nomenclatura del cortador

El cortado realizará el cizallamiento en la formación, por lo que es imperativo conocer sus partes constitutivas. A continuación, en la figura 30 se presenta la nomenclatura generalizada de un cortador.

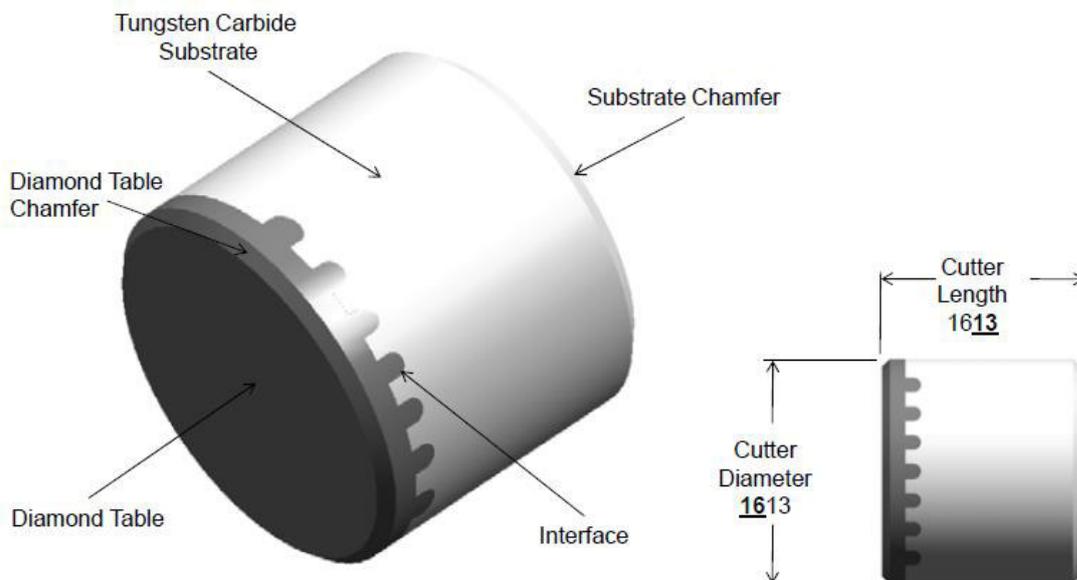


Figura 30 Componentes del cortador

Fuente: Halliburton, 2016

El tamaño y número de los cortadores influye directamente en la agresividad y durabilidad, para hacer una estructura agresiva los cortadores necesitan ser más grandes, pero esto reduce la durabilidad de la misma. Para lograr más durabilidad hay que reducir el tamaño del cortador, esto conlleva a una reducción en la agresividad. De igual manera un número menor de cortadores aumentará la agresividad, y para que sea durable y menos agresiva se necesitarán un mayor número de cortadores.

La figura 31 ilustra el impacto que tiene la medida de los cortadores, el perfil de la broca es el mismo, notese la diferencia entre la cantidad y medida de cortadores en función de la durabilidad y agresividad de la broca en la formación.

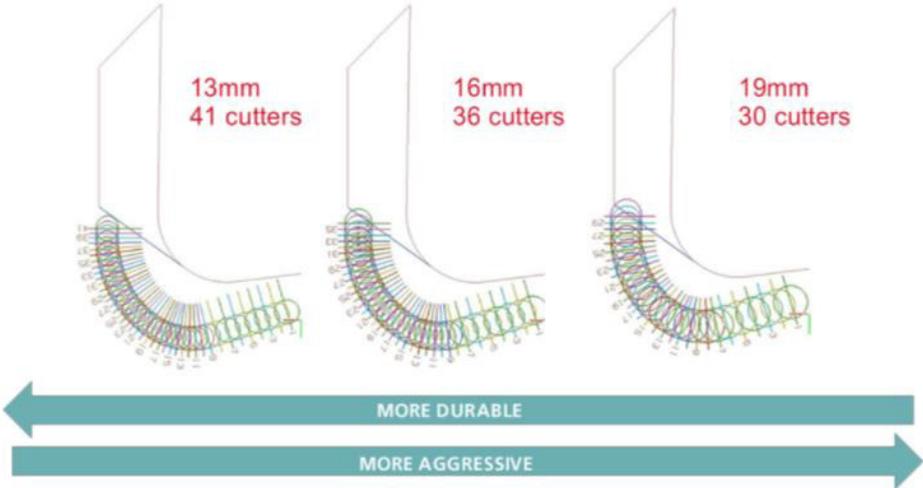


Figura 31 Relación de estabilidad y agresividad de acuerdo a la cantidad y tamaño de los cortadores

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.8.4 Bisel o chaflán del cortador

Al igual que con el tamaño del cortador, el tamaño del chaflán del cortador determina la agresividad para un cortador de tamaño particular tal y como se aprecia en la figura 32.



Figura 32 Relación de agresividad y durabilidad según el bisel del cortador

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.8.5 Tamaño de los cortadores

Los tamaños de los cortadores PDC más utilizados son los de 10,5 mm, 13 mm, 16 mm y 19 mm, también se disponen de 8 y 25 mm aunque estos son menos utilizados.

2.8.5.1 Cortadores pequeños.

Las brocas con cortadores mas pequeños suelen tener una mayor densidad de cortadores y, por lo tanto, generalmente son menos agresivas. Sin embargo no es raro que se logren ROP mayores cuando estos cortadores pequeños son utilizados en aplicaciones particulares como en piedra caliza, o en problemas de estabilidad que obstaculizan el rendimiento (Halliburton, Advanced Desing Theory-PDC cutters, 2015).

Debido a la mayor densidad de corte, las brocas de corte más pequeñas son más duraderas y por lo general pueden soportar mayores cargas de impacto.

2.8.5.2 Cortadores grandes

Estos cortadores se pueden usar en formaciones blandas, pero se deben aplicar WOB y altas RPM para que puedan perforar de manera eficiente (aunque son generalmente resistentes a los impactos), dependiendo de la capacidad de carga del fluido, los recortes generados (más grandes) pueden causar problemas de limpieza (Halliburton, Advanced Desing Theory-PDC cutters, 2015).

2.8.6 Formas de los cortadores

Las formas más comunes dependen de la forma de la corte y por la forma del substrato, abarcando así los cortadores con forma redondas, escribas, de cilindro y bala. A continuación, en la tabla 6 se presentan las principales características y figuras de las formas de los cortadores.

Tabla 6 Clasificación de los cortadores PDC

Clasificación de los Cortadores PDC	
Por la forma de la Cara de Corte	Por la forma del Substrato
Redonda (Round)	Cilíndricos (Cylinder)
Forma estándar	Esta forma la tienen todos los cortadores de matriz y algunos diseños con cuerpo de acero
	
Escriba (Scribe)	Bala (Bullet)
Se utiliza para la formación de cargas puntuales	Los cuerpos son fabricados solo con acero, generando ventajas en la manufactura de los mismos.
Útil en formaciones frágiles	
La pequeña área de contacto con la roca acelera el desgaste del cortador	
No pueden ser reutilizados	
	

Fuente: Halliburton, Advanced Desing Theory-PDC cutters, 2015

Elaborado por: Elvis Mendoza

2.8.7 Posicionamiento de los cortadores

El diseño del cortador y su manipulación determina su agresividad y la durabilidad. La disposición de los cortadores en la cara de la broca puede ser de dos tipos,

- **Estructura de corte singular.** – se caracteriza por no tener los cortadores en el mismo radio y posición, es decir tiene una posición única dentro de la estructura de corte,

estos cortadores están dispuestos desde la nariz hasta el hombro de la broca (ver figura 33).

- **Estructura de corte conjunto.** – se define como el modelo en que al menos dos cortadores tienen la misma posición axial y radial en el perfil de la broca, pero en diferentes aletas, los cortadores de las aletas primarias son las que poseen una posición única mientras que los cortadores de las aletas secundarias son redundantes con respecto al seguimiento de corte de las primarias (ver figura 34).

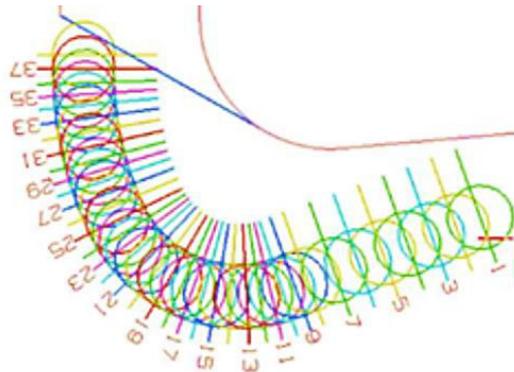


Figura 33 Estructura de corte singular de broca de 6 aletas y 38 cortadores

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

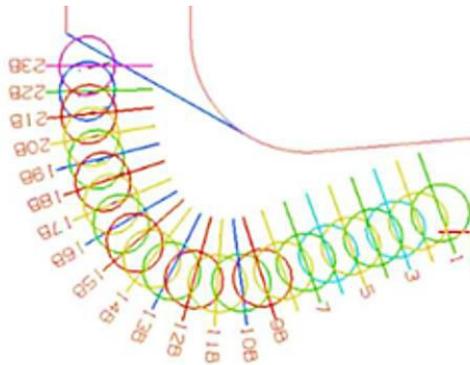


Figura 34 Estructura de corte en conjunto de broca de 6 aletas y 38 cortadores

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

En la anterior ilustración se puede apreciar que ambas figuras tienen el mismo perfil, el mismo número de aletas y la misma cantidad de cortadores, pero distinta distribución de cortadores en la cara de la broca, en la primera se muestra que ningún cortador vuelve a repetir sus

pociones con otra, mientras que la segunda se aprecia que se repiten dos veces la posición de un cortador desde la posición nueve.

El patrón único o single set, genera un patrón de orificio suave, pero eficiente, aunque es el menos estable y susceptible a las vibraciones laterales generando un patrón de remolino. La estructura de corte en conjunto genera un hoyo estriado, debido a que el seguimiento de los cortadores reacciona activamente a cualquier inestabilidad lateral causada por fuerzas externas restauradoras, es decir cuando la fuerza lateral intenta desviar a la broca, estos surcos actúan de enganche haciendo que regresen a su trayectoria original (Halliburton, 2016). A continuación, se presenta los perfiles generados en el fondo del hoyo.



Figura 35 Representación de los perfiles generados en el fondo del pozo

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.8.8 Ángulos de los cortadores

En la colocación de los cortadores, se aplican ángulos de orientación o ángulos de inclinación para controlar aún más la interacción cortador/roca (Ulterra Drilling Technologies, 2020).

2.8.8.1 Side rake angle

De acuerdo a Baker Hughes (2008), “la orientación lateral es el ángulo entre la cara frontal del cortador y la línea generada entre el centro del cortador y el centro de la broca” (pág. 89), como se muestra en la figura 36. Este determina si la cara frontal del cortador es paralela a la formación o si se encuentra formando un pequeño ángulo de relación a ésta. Si el cortador presenta un ángulo de orientación lateral mayor que cero, su cara frontal tiene un borde de ataque y un borde posterior.

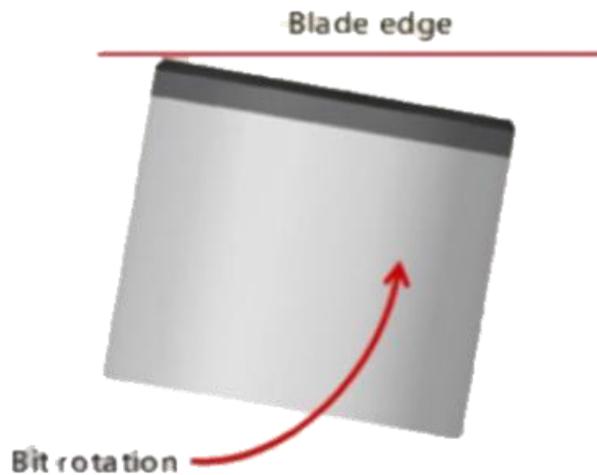


Figura 36 Side rake del cortador

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.8.8.2 Back rake angle

Se define al back rake como el ángulo entre la cara de corte y una recta perpendicular a la superficie de corte. Este ángulo es clave para determinar la agresividad y durabilidad de la broca. Un ángulo de back rake bajo se considera agresivo y se utilizaría en formaciones blandas y se estarían ubicando en la zona del cono (Halliburton, 2016). En cambio, un ángulo mayor de back rake, por encima de los 15 grados, es menos agresivo y es menos sensible al peso y torque por lo que su ubicación es eficaz en la zona del calibre y del hombro (ver figura 37).

El back rake es la rotación del cortador desde el interior de la aleta girando alrededor de una línea perpendicular al perfil del cortador. El back rake se utiliza para desplazar los recortes desde el eje central hacia los junk slots incrementando el índice de limpieza. En general el ángulo de inclinación lateral se establece entre los cinco grados, pero esto variará dependiendo de la fuerza y el equilibrio de energía.

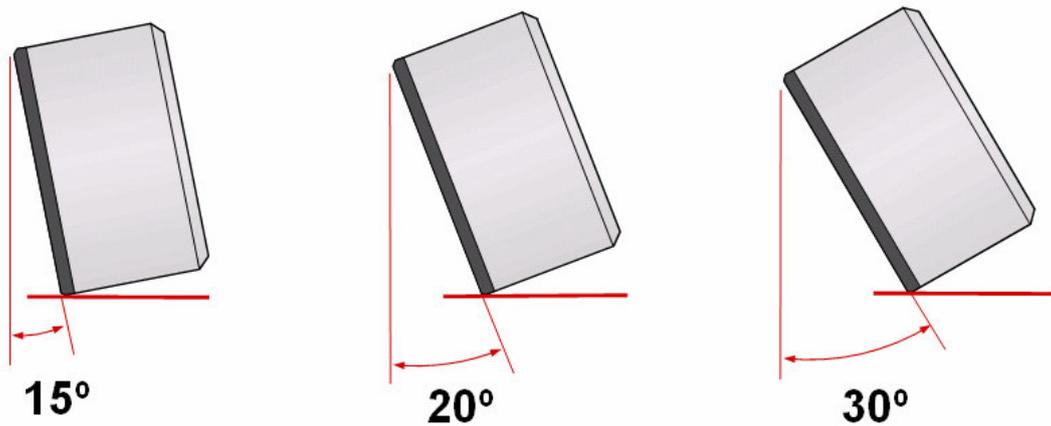


Figura 37 Back rake del cortador a diferentes ángulos de inclinación

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.9 Elementos secundarios

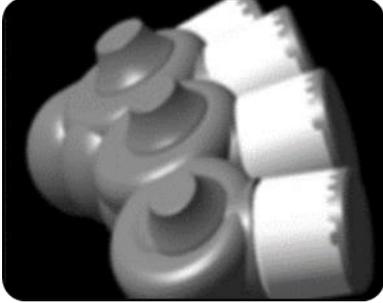
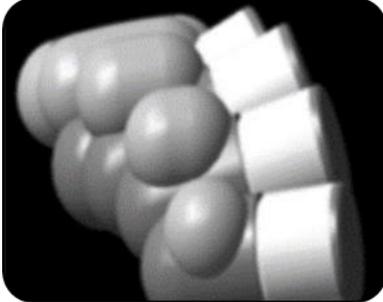
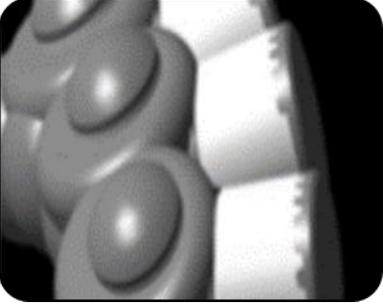
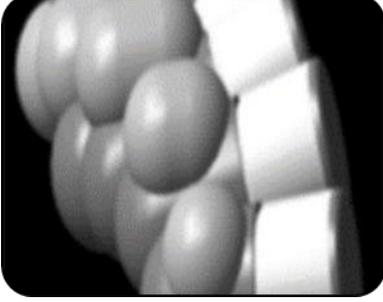
Los elementos secundarios mejoran la capacidad de dirección a través de la reducción de la vibración y el control mejorado del torque. También mejoran la durabilidad, ya que son utilizados para reforzar la estructura primaria (aumentando el diamante), a su vez tienen la función de elementos de corte secundarios, los cuales pueden ser Activos o Pasivos:

- Activos:
 - Dual row Backup cutters
 - R1 cutters

- Pasivos:
 - MDR's & CIA's
 - Matrix Impact arrestors

A continuación en la tabla 7 se describen las ventajas y desventajas de los elementos anteriores:

Tabla 7 Elementos secundarios de las brocas PDC

R1 Cutters-Active Back Up Element	
	<p>Pros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mayor resistencia al desgaste - Elemento Activo Cortante - Ofrece control de profundidad - Reemplazable <p>Contras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costos relativamente altos - Sensibles a impactos - Limitados por ubicación
Dual Row – Active Back Up Element	
	<p>Pros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cortadores secundarios para mayor durabilidad - Control de profundidad - Reemplazable <p>Contras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Altos costos - Elemento agresivo para profundidad de corte - Requieren sustrato corto - Limitados por la ubicación
CIA/MDR-Passive back up element	
	<p>Pros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Variables en su duración - Control de profundidad - Reemplazables <p>Contras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costos altos - Pueden sufrir daños por impacto - Limitados por su ubicación
Impact arrestors - Passive back up element	
	<p>Pros:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estabilidad axial y lateral - Control de profundidad - Bajos costos <p>Contras:</p> <ul style="list-style-type: none"> - No es reparable - Muy sensible al desgaste

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
 Elaborado por: Elvis Mendoza

2.9.1 Limitadores de profundidad (controladores de profundidad de corte)

Los limitadores de profundidad son protuberancias del cuerpo de la broca, que están alienados directamente detrás de un cortador PDC, lo que reduce el efecto de arrastre y vibración axial asociados con el impacto excesivo del cortador (Halliburton Drill Bits & Services, 2018).

Los impact arrestors están hechos del mismo material del cuerpo de la broca, la principal diferencia entre estos y los MDR/CIA es que estos últimos son reemplazables, además de que están hechos de distinto material, influyendo del precio de la broca; los R1 están reforzados con diamante y también son reemplazables. Todos estos también pueden ayudar en la remoción de rocas de manera eficiente (Halliburton, 2021).

En las figuras 38 y 39 se pueden apreciar la vista lateral de un cortador PDC y la profundidad asociada al limitador de profundidad, las profundidades de estos limitadores se establecen debajo de la altura de la punta de los cortadores para obtener un diferencial de exposición colocados a la altura del hombro, actuando para amortiguar las vibraciones laterales. Los limitadores de profundidad ayudan a la estabilización de vibraciones axiales y laterales, lo que queda como resultado, recorridos más suaves con tasas de penetración más altas y reduciendo los daños por impacto a los cortadores (Halliburton, Advanced Design Theory-PDC cutters, 2015).

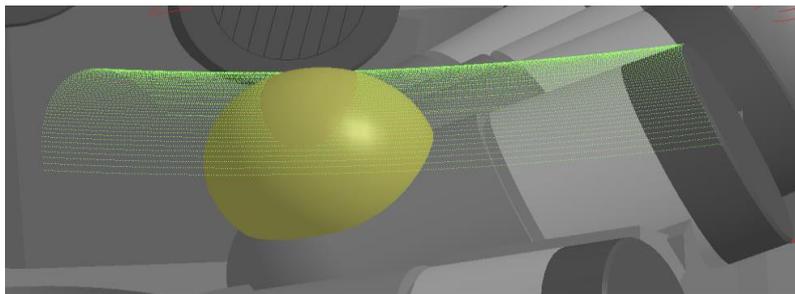


Figura 38 Representación del limitador de profundidad posicionado atrás del cortador

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

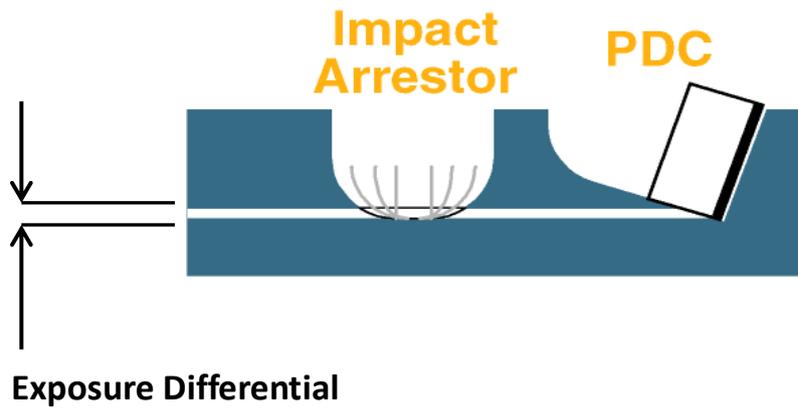


Figura 39 Diferencia de la posición entre el limitador y el cortador PDC

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Las vibraciones axiales causan oscilaciones que en la perforación pueden ser muy perjudiciales para el rendimiento de la broca y causar problemas con otros componentes del BHA. Estas vibraciones aumentan drásticamente la tasa de desgaste de los cortadores PDC y en algunos casos, pueden provocar fallas catastróficas en los patrones vibratorios de la estructura de corte debido a que están eliminando simultáneamente formaciones de diferentes durezas. Es por esto que estos limitadores cumplen la función de acoplamiento debido a que los cortadores no tienen energía suficiente para fallar todo el volumen de la roca, logrando así interrumpir o amortiguar las vibraciones (Brett, 1990).

En la figura 40 se muestra en la parte izquierda una curva hipotética de ROP vs Tiempo que simula el acoplamiento de los cortadores, que van desde un pico de ROP, seguido de un bajo acoplamiento que a menudo llega a valores de cero. Con la utilización de limitadores de corte se logra llegar a un ROP máximo específico (algo más alto que el promedio esperado), logrando amortiguar el patrón vibratorio (Halliburton, 2021).

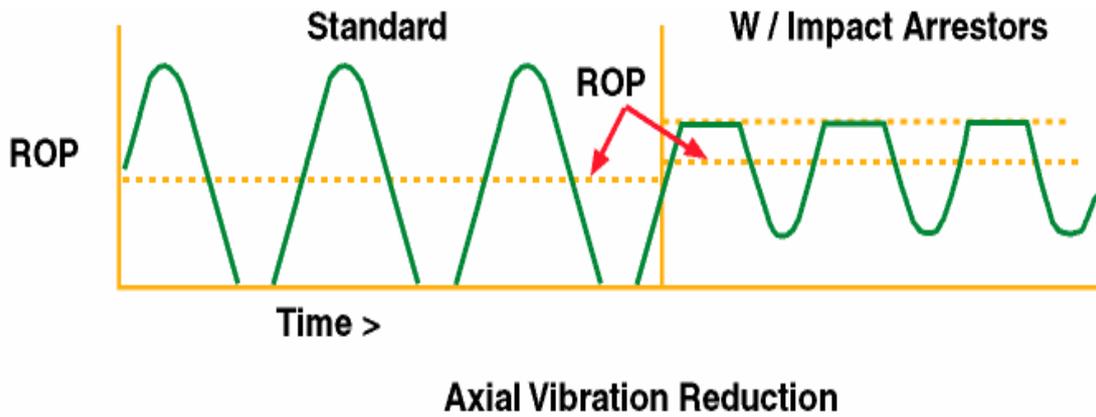


Figura 40 Reducción de la vibración axial por el uso de limitadores de profundidad

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.10 Balance de fuerzas y energía

El equilibrio de fuerzas ayuda a que la estructura de corte no se traslade de forma lateral proporcionando un funcionamiento estable, minimizando cualquier fuerza de desequilibrio radial y de arrastre reduciendo así el movimiento excéntrico (Halliburton, 2016).

Para que una broca obtenga un funcionamiento eficiente y que la estructura de corte realice un trabajo uniforme es necesario del balance de energía, en donde se busca que el peso en la broca sea igual a la fuerza de penetración y que el torque sea igual a la fuerza de arrastre presentes en la broca al momento de realizar el corte (ver figura 42), logrando reducir el cambio de trabajo o fuerzas entre regiones o zonas de la estructura de corte, así, el daño por impacto y el desgaste desigual al tiempo que promueve una mejor ROP (Halliburton, 2018).

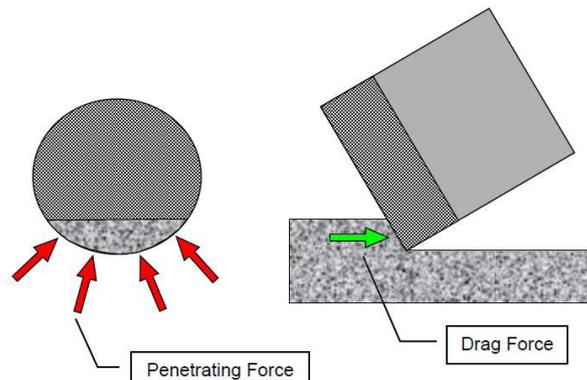


Figura 41 Interacción de la fuerza de penetración y arrastre en el cortador

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

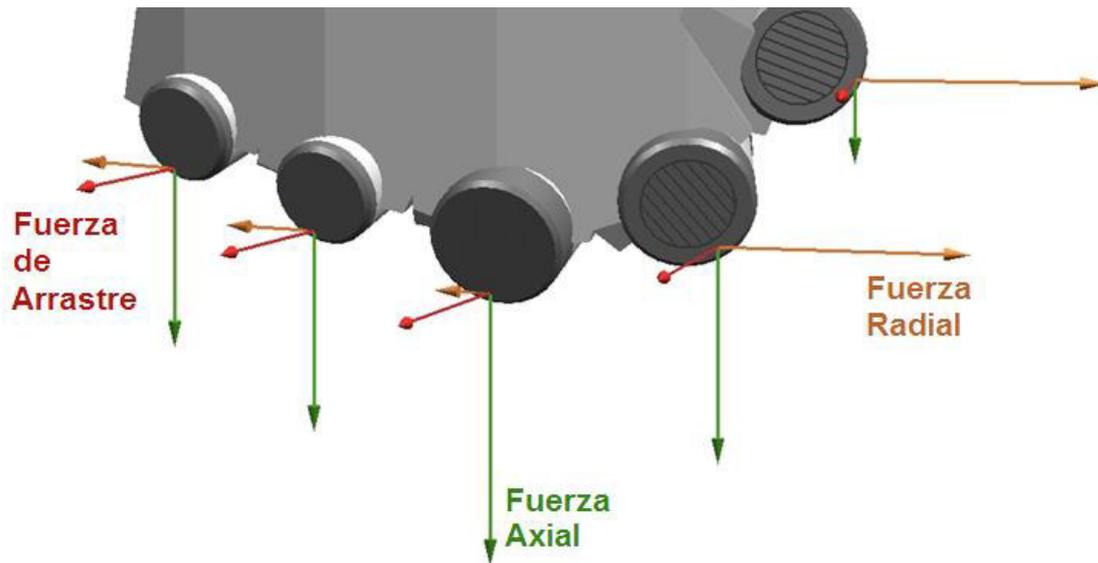


Figura 42 Interacción de las fuerzas radiales, axiales y de arrastre

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.11 Código IADC y nomenclatura.

La IADC (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), ha sido la voz representativa de los perforadores del mundo desde 1940. La IADC desarrolló un sistema de clasificación de brocas PDC, este sistema ha permitido a los perforadores de todo el mundo intercambiar información utilizando la nomenclatura estándar y los métodos de clasificación de brocas PDC (IADC, 2000).

2.11.1 El primer carácter del código IADC para brocas PDC

La primera letra del código describe el material del cuerpo de la broca PDC, los cuales pueden ser:

Tabla 8 Primer carácter del código IADC

Primer Carácter	
Cuerpo de la broca	
M	Matriz
S	Acero
D	Diamante

Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.2 El segundo carácter del código IADC para brocas PDC

El segundo carácter del código IADC nos proporciona información sobre el tipo de formación para la cual la broca es apta en formaciones muy suaves a formaciones duras, tal y como se muestra en la tabla 9.

La segunda letra del código IADC para las PDC describe la densidad del cortador. Mientras aumenta el número de cortadores PDC la broca puede perforar formaciones más duras (Drilling Manual, 2017).

Tabla 9 Segundo Carácter Del Código IADC

Segundo Carácter	
Tipo de formación	
1	Muy suave
2	Suave
3	Suave a media
4	Media
5	Sin referencia
6	Media dura
7	Dura
8	Extremadamente dura

Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.3 El tercer carácter del código IADC para brocas PDC

Para las brocas PDC, designa tamaño de cortador para formaciones muy suaves a medias.

Tabla 10 Tercer carácter del código IADC (formaciones suaves y medias)

Tercer Carácter	
Tamaño de cortador	
2	19 mm
3	13 mm
4	8 mm

Elaborado por: Elvis Mendoza

Para las formaciones medias-duras a extremadamente duras se tienen:

Tabla 11 Tercer carácter del código IADC (Formaciones medias-duras)

Tercer Carácter	
Tamaño de cortador	
1	Diamante Natural
2	TSP (Thermally Stable Polycrystalline)
3	Combinación diamantes naturales y TSP
4	Broca de mayor densidad (broca impregnada)

Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.4 El Cuarto carácter del código IADC para brocas PDC

El cuarto carácter proporciona la descripción básica del perfil de la broca. El perfil de la broca afecta tanto a la limpieza como a la estabilidad de la misma. (Halliburton Latin America, 2014). Los distintos tipos de perfil tienen asignado un código como se muestra en la tabla 12

Tabla 12 Cuarto Carácter Del Código IADC

Cuarto Carácter	
Tipo de Perfil	
1	Fishtail
2	Short
3	Medium
4	Long

Elaborado por: Elvis Mendoza

Una vez puesto en consideración, los caracteres que conforman la calificación IADC para brocas PDC, a continuación, en la tabla 13 se visualiza en conjunto cada una de estas características:

Tabla 13 Clasificación IADC de brocas PDC

IADC CLASSIFICATION: PDC BITS							
A		B		C		D	
BIT BODY		FORMATION TYPE		CUTTING STRUCTURE		BIT PROFILE	
"M"	MATRIX	1	Very soft	2	PDC, 19 mm	1	Short Fishtail
"S"	STEEL			3	PDC, 13 mm	2	Short Profile
"D"	DIAMOND			4	PDC, 8 mm	3	Medium Profile
		2	Soft	2	PDC, 19 mm	4	Long Profile
				3	PDC, 13 mm		
				4	PDC, 8 mm		

Continuación tabla 13

3	Soft to medium	2	PDC, 19 mm
		3	PDC, 13 mm
		4	PDC, 8 mm
4	Medium	2	PDC, 19 mm
		3	PDC, 13 mm
		4	PDC, 8 mm
5	NO CODE		
6	Medium hard	1	Natural Diamond
		2	TSP
		3	Combination
7	Hard	1	Natural Diamond
		2	TSP
		3	Combination
8	Extremely Hard	1	Natural Diamond
		4	Impregnated Diamond

Fuente: Brandon, et al., 1992
Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.5 Calificación de una broca PDC

El cuadro para la clasificación IADC de brocas PDC, originalmente fue desarrollado para la calificación de brocas tricónicas, pero fue adaptado para el uso de brocas de cortadores fijos (Hughes Christensen, 1998). Un análisis preciso de la calificación mejora la capacidad de los ingenieros para tomar decisiones. Esto puede ayudar a aumentar la eficiencia de perforación debido a la reducción de costos. (Baker Hughes, 2012).

La inspección cuidadosa de la broca proporciona una buena idea de cómo se perforó el hoyo, características que pueden ser útiles para la selección de una próxima broca, procedimientos y prácticas operativas (Sperry Sun, 1997).

Según Hughes Christensen (1998), la tabla para el sistema de clasificación adoptado por la IADC incluye todos los códigos necesarios para la calificación de las brocas, tanto como las de conos como las PDC. La tabla 14 describe ocho factores en las rocas, los primeros cuatros espacios describen la "estructura de corte", el quinto espacio se refiere a los sellos y cojinetes

(no se aplica a brocas de cortadores fijos), por lo que siempre está marcado con una “X” cuando se hace la calificación de este tipo de brocas, el sexto espacio se refiere a la “medición del calibre” y los dos últimos espacios a comentarios donde se indican características secundarias y la razón por la cual se extrajo la broca.

A continuación, se presenta el sistema de evaluación IADC para calificación de la broca y la explicación de cada uno de sus componentes:

Tabla 14 Sistema de calificación IADC de brocas PDC

IADC Dull Grading System Chart							
Cutting Structure				B	G	Remarks	
Inner Rows	Outer Rows	Dull Characteristics	Location	Bearing Seals	Gauge	Other Characteristics	Reason Pulled
1	2	3	4	5	6	7	8

Fuente: Drilling Manual, 2017

Modificado por: Elvis Mendoza

2.11.5.1 *Filas internas y externas*

Los primeros 2/3 del radio representan las filas internas, el tercio restante corresponden a las filas externas (ver figura 43) y mediante la utilización de una escala lineal que va desde 0 a 8, (ver figura 44) se da un valor de desgaste a los cortadores pertenecientes de esta sección (Drilling Manual, 2017). Estos números aumentan con la cantidad de desgaste, donde “0” representa que no hay desgaste y “8” significa que no quedan cortadores útiles.

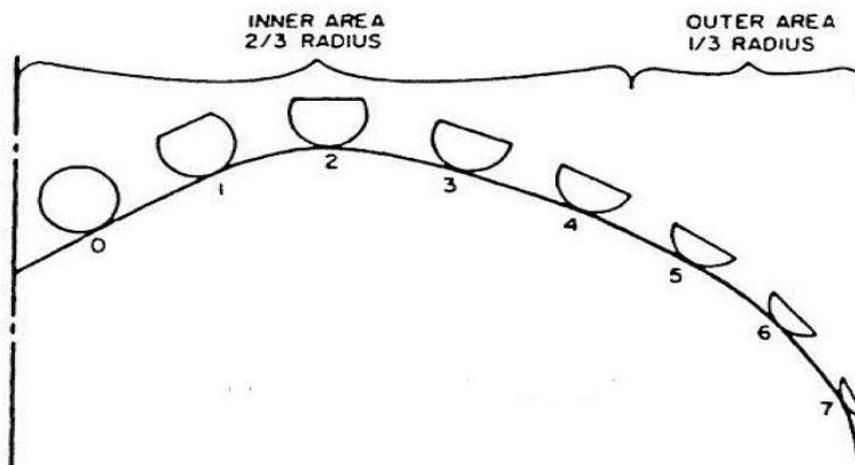


Figura 43 Área interna y externa en el perfil de la broca

Fuente: IADC, 2000

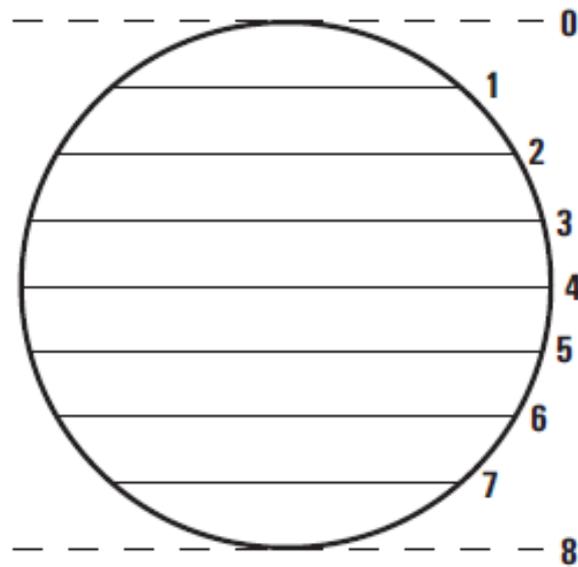


Figura 44 Escala de desgaste en el cortador

Fuente:IADC, 2000

2.11.5.2 Características del desgaste.

El cambio físico más prominente o “primario” de la broca es la cual se registra en el tercer espacio, y las características “secundarias” se ubican en el séptimo casillero (Sperry Sun, 1997). Los códigos se describen a continuación en la tabla 15.

Tabla 15 Códigos de las características de desgaste

PDC Dull Characteristics	
BT	Broken teeth/cutters
BU	Balled up
CR	Cored
CT	Chipped teeth/cutters
ER	Erosion
HC	Heat checking
JD	Junk damage
LN	Lost nozzle
LT	Lost teeth/cutters
NO	No major/other dull characteristics
PN	Plugged nozzle/flow passage
RO	Ring out
WO	Washed out
WT	Worn teeth/cutters

Fuente: Baker Hughes, 2012
Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.5.2.1 Localización.

El cuarto espacio se utiliza para indicar la ubicación de la característica de desgaste primaria que se detalla en el tercer casillero de tabla (Drilling Manual, 2017). En la figura 45 se muestran las zonas en donde se visualizan desgastes comunes en la broca.

- Cone
- Nose
- Taper
- Shoulder
- Gauge
- All

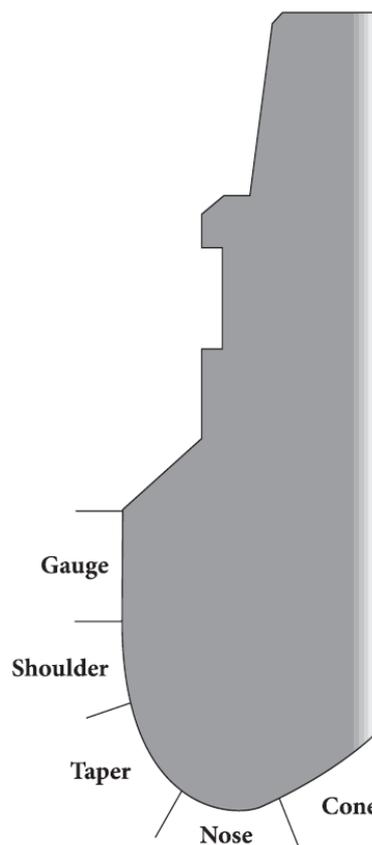


Figura 45 Zonas de desgaste comunes

Fuente: Halliburton Drill Bits & Services, 2018

2.11.5.2.2 Calibre

El sexto espacio es usado para la condición del calibre de la broca, la "1" es usada para aquellas que todavía están en calibre. De lo contrario, la cantidad en que la broca esté fuera

de calibre se registra bajo la precisión de 1/16 de pulgada. En la tabla 16 se tiene la nomenclatura que normalmente se usa para registrar el calibre:

Tabla 16 Códigos para determinación del calibre

Calibre	
I	En calibre
1	1/16" fuera de calibre
2	1/8" fuera de calibre
4	1/4 " fuera de calibre

Elaborado por: Elvis Mendoza

2.11.5.2.3 Características secundarias de desgaste.

El séptimo espacio les corresponde a las evidencias secundarias que la broca presente. Dicha evidencia puede relacionarse específicamente con el desgaste de la estructura de corte, según se registra en el tercer espacio, o puede identificar un desgaste en conjunto como "erosión" o "aleta rota".

2.11.5.2.4 Razones de extracción.

En el último espacio se registra del porqué se extrajo la broca, las cuales pueden ser por las siguientes razones detalladas en la tabla 17.

Tabla 17 Códigos para razones de extracción de la broca

Reason for Pulling Bit	
BHA	Change bottom hole assembly
DMF	Downhole motor failure
DSF	Drillstring failure
DTF	Down Hole Tool Failure
DST	Drillstem testing
LOG	Run logs
RIG	Rig repair
CM	Condition mud
CP	Core point
DP	Drill plug
FM	Formation change
HP	Hole problems
HR	Hours
PP	Pump pressure
PR	Penetration rate

Continuación tabla 17	
TD	Total depth / CSG Depth
TQ	Torque
TW	Twist off
WC	Weather conditions
WO	Washout drillstring

Fuente: Brandon, et al., 1992

Modificado por: Elvis Mendoza

2.12 Descripción de las brocas PDC usadas en la sección de 12 ¼”

Los modelos utilizados en la perforación de los pozos del campo “X” en la sección de 12 ¼” fueron cinco, (las hojas técnicas se encuentran en el Anexo I). Los dos últimos corresponden a modificaciones y optimizaciones en los modelos de las brocas las cuales se describen a continuación:

2.12.1 MME56D

Dentro del periodo de 2016 a 2018 se utilizó la broca PDC MM56D, con cuerpo de matriz que contiene 5 aletas y con código IADC M323 que cuenta con 80 cortadores de tecnología MegaForce, distribuidos de tal manera se muestran en la tabla 18 y 8 cavidades para boquillas que se aprecian en la figura 46.

Tabla 18 Distribución de cortadores de la broca MME56D

Distribución de cortadores			
	13 mm	16mm	19mm
Face	0	10	44
Gauge	5	16	0
Back Ream	5	0	0

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Elaborado por: Elvis Mendoza

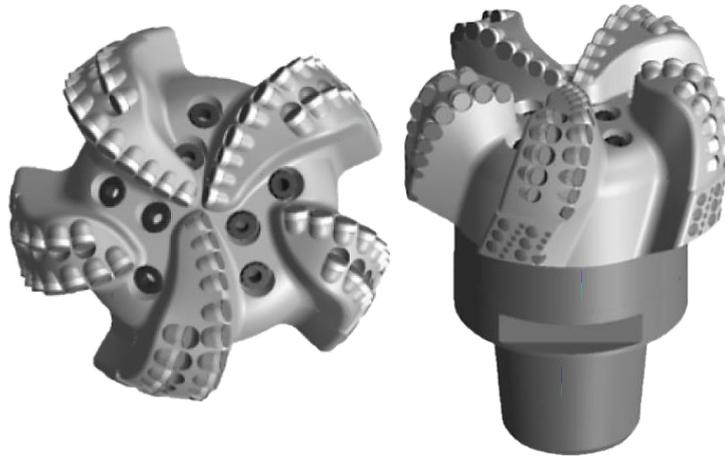


Figura 46 Vista de planta y perfil de la broca MMME55D

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.12.2 MMD56M

Esta broca PDC tiene un cuerpo de matriz, con un código IADC M323, constituido por 5 aletas y un número de cortadores igual a 62 y 5 cavidades para las boquillas (ver figura 47). La distribución de los cortadores en la broca se detalla en la tabla 19.

Tabla 19 Distribución de cortadores de la broca MMD56M

Distribución de cortadores			
	13 mm	16mm	19mm
Face	0	5	26
Gauge	16	0	0
Back Ream	5	0	0

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Elaborado por: Elvis Mendoza

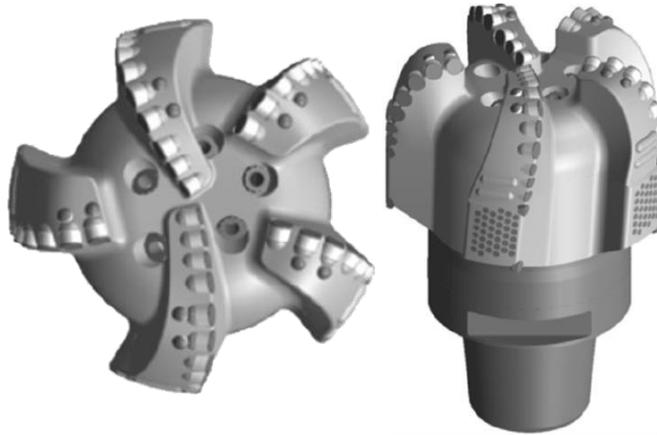


Figura 47 Vista de planta y perfil de la broca MMD56M

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.12.3 Descripción de los nuevos modelos de broca PDC

Dado que en la Cuenca Oriente se presentan formaciones de distinto índices abrasivos, las cuales conllevan a problemas en la perforación y por ende a la utilización de un mayor número de brocas por sección, se crearon modelos de brocas con soluciones optimizadas, acorde a las características y necesidades de las formaciones con la finalidad de mejorar las operaciones, logrando perforaciones más rápidas, eficientes y rentables. Para la cual se presenta una broca con tecnología de punta: *Geotech™*, *Stega™*, *Shyfter™* y *Geometrix™*.

2.12.3.1 *GeoTech™*

La tecnología GeoTech, está enfocada al diseño en general en donde se evalúa la dureza y abrasividad de la broca. Lo que permite obtener resultados óptimos en lo que concierne a parámetros de operación como WOB, TOB y RPM debido a que se sugieren materiales del cuerpo de la broca y elementos de corte óptimos para la perforación (uso de cortadores de 16 mm para formaciones arcillosas) (Halliburton, 2019).

2.12.3.2 *Disposición STEGA™*

El tamaño del cortador, el número de cortadores y los elementos de control en una broca no son los únicos aspectos a considerarse para definir la eficiencia de la broca, la disposición de los cortadores PDC es un tema muy delicado debido a que el rendimiento individual como grupal influyen en el objetivo del cortador el cual es que pueda remover la mayor cantidad de formación. Para esto la función del diseño eficiente Stega™ recomienda el posicionamiento e iteración del cortador fundamentales para alcanzar eficiencia en la broca (Cevallos, 2019).



Figura 48 Disposición de cortadores StegaTM

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.12.3.3 Cortadores de forma GeometrixTM 4D

La línea de cortadores GeometrixTM ofrece una manera distinta en la forma de los cortadores a diferencia de la forma tradicional, logrando así diseños distintos dependiendo de la aplicación que se la quiera dar logrando resolver problemas de fricción, degradación termal y ayudando a la eficiencia de propagación (Halliburton, 2019). Para el campo “X” se consideró el tipo MacheteTM. A continuación, se presentan sus características principales.

2.12.3.4 MacheteTM

Su estructura permite pre fracturar la roca mediante cargas puntuales, su proceso de fabricación permite estabilidad térmica y mantener su punta lo más afilada posible, lo que permite perforar más rápido con menos desgaste y degradación del diamante (Halliburton, 2019).

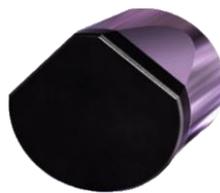


Figura 49 MacheteTM full cylinder scribe cutter

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

2.12.3.5 Controladores de profundidad de corte

Los controladores de profundidad son utilizados en formaciones heterogéneas en donde la compresibilidad de la formación cambia drásticamente, al utilizar estos controladores ayudan a minimizar la profundidad de corte del cortador evitando que este se rompa. Para el campo

“X” se utilizó una variación del R1 que se habló anteriormente denominado “R3” (ver figura 50).



Figura 50 Controlador R3

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Con estos cambios en el diseño de la broca se crea el modelo GTE55DCKS y aproximadamente un mes después se presenta el modelo GT55WRKO con ciertas variaciones, específicamente en la distribución y número de los cortadores.

2.12.3.6 GTE55DCKs

Con la finalidad de generar mejores tiempos de perforación, en el año 2019 se presenta el modelo GTE55DCKs (IADC S223), diseñado con 5 aletas y cortadores de 16 mm con una estructura de corte secundaria activa con cortadores tipo Machete™ ubicados en la fila secundaria de todas las aletas y 7 orificios para boquillas (ver figura 51). La distribución de los cortadores se puede apreciar en la tabla 20.

Tabla 20 Distribución de cortadores de la broca GTE55DCKs

Distribución de cortadores	
	16mm
Face	61
Gauge	10

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza



Figura 51 Vista de planta y perfil de la broca GTE55DCK5

2.12.3.7 GT55WRKO

En el mismo año del 2019 se presenta un nuevo modelo el cual presenta un código IADC M122, conformado por un cuerpo de matriz con 5 aletas, con estructura de corte secundaria (ver figura 52), 8 orificios para la instalación de boquillas y con 55 cortadores en su estructura de corte como se muestra en la tabla 21.

Tabla 21 Distribución de cortadores de la broca GT55WRKO

Distribución de cortadores		
	13mm	16mm
Face	9	33
Gauge	4	4
Up drill	5	0

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

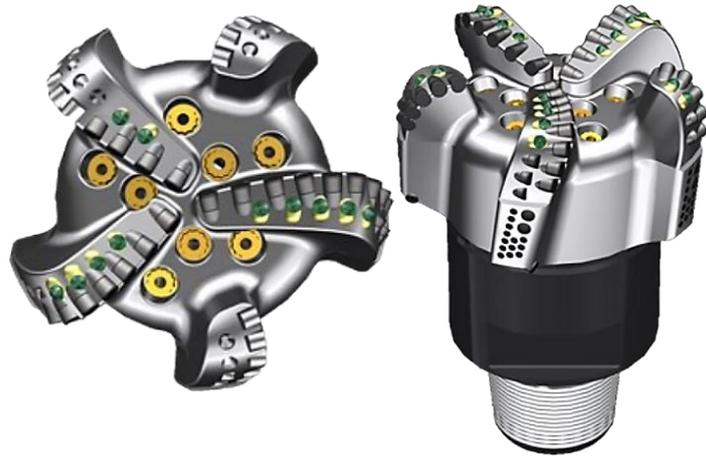


Figura 52 Vista de planta y perfil de la broca GT55WRKO

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Capítulo III

3 Caracterización de brocas, parámetros y factores de perforación asociados en la sección de 12 ¼" en el campo X

3.1 Introducción

El presente análisis se basa en la información de 15 pozos perforados en el campo "X" en la sección de 12 ¼" abarcados en la campaña desde enero de 2016, hasta julio de 2021. Con la finalidad de que el análisis sea efectuado de manera adecuada, se han clasificado a los pozos según el perfil del plan direccional y el de brocas establecido.

En lo que respecta al presente trabajo se ha delimitado el área de estudio debido a que la mayoría de problemas en lo que respecta a perforación se presentan en esta sección de 12 ¼", esto dado por medio de fallas mecánicas o del diseño en las herramientas de perforación.

El campo X contiene 15 pozos de estudio los cuales son cuatro pozos verticales y once pozos tipo "J", como se expresó al inicio de este análisis, por razones de políticas de privacidad y confidencialidad impuestos por la empresa, no se pueden expresar los nombres de los pozos y el del campo abiertamente.

En primera instancia, se clasifica a las brocas en base a la información presentada anteriormente en el capítulo 2, se determinan cualitativamente y cuantitativamente las brocas que participan en la elaboración del pozo, los intervalos perforados se los representa por el total que cada barrena logra en su corrida de la misma manera el tiempo, ROP e hidráulica.

3.2 Cantidad y descripción de las brocas usadas

De los reportes de perforación estudiados en los 15 pozos, se determina que en la sección 12 ¼" se utilizaron brocas tricónicas y PDC, siendo este último el tipo de broca que se consideran a estudio. A continuación, en la tabla 22 se detallan las brocas usadas con su nomenclatura IADC y la cantidad de las mismas.

Tabla 22 Cantidad de brocas empleadas en la sección de 12 1/4", según clasificación IADC

Clasificación IADC	Cantidad de brocas empleadas			
	M323	M122	S223	Total
Sección 12 1/4"	5	14	1	20

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Elaborado por: Elvis Mendoza

En la tabla 22 se observa la cantidad de brocas usadas siendo un total de 20 brocas PDC, registrándose 3 tipos de brocas según la clasificación IADC, con la particularidad de que solo se usó una broca S223, la cual corresponde al modelo mejorado que ya se mencionó anteriormente. De la misma tabla se destaca la tendencia del uso de brocas de código IADC M323 sobre las demás, reconfirmando el uso de la broca S223 casi nula.

En la tabla 23 se presenta la descripción de cada una de las brocas usadas en los pozos del campo X, se muestran las sutiles diferencias que se dan acorde a su código IADC y las formaciones las cuales perforaron cada una de las brocas.

Tabla 23 Descripción de las brocas usadas en el campo X

POZO	TIPO	Broca		Tamaño de cortador			JET SIZE			Geometría del área de desalojo (sq in)	Formaciones
		Modelo	IADC	13 mm	16 mm	19 mm	# Boquillas	Arreglo (/32")	TFA (in ²)		
X-B2	V	MME56D	M323	10	26	44	8	5x13 + 3x14	1,0991	33,55	Tiyuyacu/ CGL Superior
		MME56D	M323	10	26	44	8	5x13 + 3x14	1,0991	33,06	Tiyuyacu/CGL Inferior
		MME56D	M323	10	26	44	8	5x13+3x14	1,0991	33,06	CGL Inferior /Tena/ Napo
		MME56D	M323	10	26	44	8	5x14 + 3x15	1,292	33,06	Napo/Hollín
X-C3	V	MMD56M	M323	21	5	26	5	5x16	0,982	36,04	Terciario Indiferenciado/ Orteguzaza
X-40	V	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	8x14/32"	1,203	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-50	V	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI
		GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-B12	J	GTE55DCKS	S223	0	71	0	7	7x13/32"	0,907	41,54	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL.
X-33	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	8x12/32"	0,773	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL. LW TIY CGL
X-49	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x12/32" 5x11/32"	0,795	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-41	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-42	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-51	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-52	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3X14+5X15	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL T Y B, TIY

Continuación tabla 23											
X- C13	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	2x14+6x15/32	1,336	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL T y B, TIY.
X-54	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-57	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI
		GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL
X-56	J	GT55WRKO	M122	18	37	0	8	3x14/32" 5x15/32"	1,314	41,03	TI, ORT, TIY, UP TIY CGL

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

3.3 Calificación IADC

Todas las brocas que intervinieron en la sección de 12 ¼", al salir de superficie se calificaron sobre la base de la teoría antes expuesta. En la elaboración de los pozos del campo X, se evidencia que, en su mayoría, fueron completados en una sola carrera por lo que no se registran brocas reingresadas. La calificación de cada broca se muestra en la tabla 24.

Tabla 24 Calificación de las brocas estudiadas

DULL GRADE										
Well	Well type	BIT TYPE	IR	OR	DC	LOC	BS	G	OC	RP
X-B2	V	Broca 1 MM56D	1	3	BT	N/S	X	I	CT	PR
		Broca 2 MM56D	1	4	BT	N/S	X	I	CT	PR
		Broca 3 MM56D	1	3	BT	N/S	X	I	WT	BHA
		Broca 4 MM56D	0	1	WT	N/S	X	I	NO	TD
X-C3	V	MMD56M	2	2	CT	N/S	X	I	BT	TD
X-40	V	GT55WRKO	1	1	WT	A	X	I	CT	TD

Continuación tabla 24										
X-50	V	Broca 1 GT55WRKO	3	1	BT	A	X	I	CT	HP
		Broca 2 GT55WRKO	1	1	WT	A	X	1	BT	TD
X-B12	J	GTE55DCKS	0	1	WT	S	X	I	CT	TD
X-33	J	GT55WRKO	8	8	RO	A	X	2	NO	TD
X-49	J	GT55WRKO	0	1	WT	A	X	I	NO	TD
X-41	J	GT55WRKO	2	1	WT	A	X	I	BT	TD
X-42	J	GT55WRKO	1	0	WT	C	X	I	CT	TD
X-51	J	GT55WRKO	1	0	WT	C	X	I	NO	TD
X-52	J	GT55WRKO	1	1	WT	A	X	1	CT	TD
X-C13	J	GT55WRKO	0	1	WT	S	X	I	CT	TD
X-54	J	GT55WRKO	1	0	WT	A	X	I	CT	TD
X-56	J	GT55WRKO	0	1	CT	G	X	1	NO	TD
X-57	J	GT55WRKO	0	0	NO	A	X	I	NO	DTF
		GT55WRKO	0	0	NO	A	X	I	NO	TD

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

En la tabla 24 se expone la calificación de 20 brocas, en la que se divide un desgaste total de la broca usada en el pozo X-33.

3.4 Parámetros de perforación

En la tabla 25 se muestran los parámetros usados en el desarrollo de la sección de 12 ¼" de los pozos de estudio, que cuentan con la información de torque, galonaje, peso sobre la broca (WOB) y revoluciones por minuto. Los parámetros descritos son de vital importancia y están vinculados directamente al rendimiento de la broca, que es a lo que está enfocado este estudio.

Tabla 25 Parámetros de perforación en cada broca

POZO	Tipo	Modelo de Broca	Fuente de Poder	TORQ (Klbf·ft)	ROP neto (ft/hr)	WOB (KLB)	RPM	Flujo (GPM)
X-B2	V	MME56D	M	2 - 10	31,37	8 - 40	119 - 158	700 - 930
		MME56D	M	4 - 9	36,59	10 - 20	119 - 158	700 - 930
		MME56D	M	2.5 - 10	28,98	6 - 36	119 - 153	700 - 900
		MME56D	M	5 - 9	47,77	16 - 26	122 - 128	720 - 750
X-C3	V	MMD56M	RSS	3 - 16	224,44	5 - 28	48 - 115	440 - 1050

Continuación tabla 26								
X-40	V	GT55WRKO	RSS	2 - 19	139,62	4 - 35	70-120	780 - 1100
X-50	V	GT55WRKO	M	1 - 5	94,35	4 - 15	41 - 66	370 - 600
		GT55WRKO	M	5 - 18	248,18	10 - 38	83 - 132	750 - 1200
X-B12	J	GTE55DCKs	M	3 - 16	106,53	2 - 35	93- 158	550 -930
X-33	J	GT55WRKO	M	2 - 23	120,89	2 - 30	112 - 158	660 - 930
X-49	J	GT55WRKO	M	2 - 18	117,56	2 - 30	85 - 158	500 - 930
X-41	J	GT55WRKO	RSS	4 - 27	144,2	5 - 35	70-130	850 - 1200
X-42	J	GT55WRKO	RSS	3 - 28	172,49	10 - 38	70-130	760 - 1200
X-51	J	GT55WRKO	M	3 - 21	181,33	6 - 45	83 - 132	750-1200
X-52	J	GT55WRKO	M	2 - 17	156,58	10 - 45	88 - 127	88 - 127
X-C13	J	GT55WRKO	M	2 - 17	159,89	5 -45	66-132	600 -1200
X-54	J	GT55WRKO	RSS	4-18	118,28	12-40	70-130	850-1200
X-57	J	GT55WRKO	RSS	3-12	1153,29	6-40	60-130	600-1200
		GT55WRKO	RSS	12-23	112,81	15-40	70-130	900-1200
X-56	J	GT55WRKO	RSS	5-30	154,78	5-38	60-130	850-1200

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

3.4.1 Torque y arrastre

Dentro de la información de torque que se presenta, valores irregulares del mismo indicarían que las paredes del pozo están inestables, o que existe un arrastre excesivo en la sarta de perforación, una pérdida del diámetro del calibre de la broca, la posibilidad de que el hueco esté cerrándose, cambios de formación o litología, cambios en la dirección o inclinación del pozo, empaquetamiento o pega de la tubería, presencia de chatarra entre otros.

Valores de torque similares se aprecian en formaciones homogéneas, un incremento en el torque se debe a cambios en el ángulo del pozo, alguna fuga en la sarta, o debido a las propiedades inadecuadas en el lodo, limpieza inadecuada del pozo o un incremento del peso en la broca. Estos podrían provocar un aumento de desgasten los cortadores, desprendimiento de los mismos o pérdidas de las aletas de la broca.

Un torque excesivo podría dañar las juntas o conexiones en la tubería, mientras que una disminución en el torque, implicaría cambios en la velocidad de rotación, disminución del WOB, falla de herramientas de fondo, embolamiento de la barrena o mejoramiento del fluido de perforación.

3.4.2 Gasto óptimo de operación GPM

El control de un galonaje óptimo es importante, ya que evitaría problemas de embolamiento, reducción en la limpieza del hoyo que consecuentemente llevaría a una disminución en la tasa de penetración. Una adecuada selección del galonaje, presión de circulación y potencia en la broca, propician un buen funcionamiento de las herramientas en la sarta de perforación para lo cual se deben tener en consideración la capacidad de las bombas y que el valor del galonaje no interfiera en el funcionamiento de las herramientas.

3.4.3 Peso de la broca

El control del peso en la broca y una disminución de la tasa de rotación es imprescindible, ya que aumentar el demasiado este valor podría romper los elementos de corte en la broca y en el peor de los casos ruptura de alguna aleta generando una operación de pesca. En momentos en que la perforación se topa con formaciones suaves las brocas tienden a embolarse, esto se puede evitar si se controla este parámetro y sosteniendo una buena ROP, para garantizar una buena limpieza del hueco.

En caso de tener formaciones abrasivas el WOB debe mantenerse o disminuirse a su vez reducir las RPM para evitar el desgaste de los cortadores. Pero a medida que los cortadores se desgasten, el WOB aumentará para conservar una buena ROP y estabilidad de la broca (evitando vibraciones y perder calibre).

3.4.4 Velocidad de rotación

La velocidad de rotación depende plenamente de la dureza y abrasividad de la formación, se requiere disminuir las RPM según el aumento de la compresividad en la formación, por lo que, al traspasar una formación suave, es recomendable el uso de una alta RPM. En formaciones de dureza mixta es necesario que el operador optimice los valores para evitar vibraciones en la sarta.

3.5 Factores de perforación asociados a la broca

3.5.1 Fluidos de perforación

En la tabla 26 se muestra las propiedades del fluido de perforación que se emplean en el campo X, donde se observa el TFA, tipo de lodo, la densidad, viscosidad de embudo, viscosidad plástica y punto cedente.

Tabla 26 Propiedades del fluido de perforación para la sección de 12 1/4"

POZO	Broca			Propiedades del lodo					
	Tip o	Modelo	TFA (in ²)	Tipo de Lodo	Densidad (ppg)	PV (cp)	YP (lbs/100ft ²)	FV (seg)	HSI
X-B2	V	MME56D	1,099 1	Polimérico Inhibido	9,61	16,59	19,35	41	2,3792
		MME56D	1,099 1	Polimérico Inhibido	9,7	13,2	15,2	42	2,1682
		MME56D	1,099 1	Polimérico Inhibido	9,82	15,11	18,78	49	2,1202
		MME56D	1,292	Polimérico Inhibido	10,4	25	28	53	1,0495
X-C3	V	MMD56M	0,982	SPUD MUD	8,93	4,07	8,05	-	3,8543
X-40	V	GT55WRK O	1,203	NATIVO / POLIMERICO	9,5	6,36	7,59	31	3,0554
X-50	V	GT55WRK O	1,314	Spud Mud	9,38	4,11	7,19	28	3,1977
		GT55WRK O	1,314	Spud Mud	10,03	12,83	14,8	31,3	3,0534
X-B12	J	GTE55DCK S	0,907	Spud Mud	9,5	2,69	6,97	29,2	3,6306
X-33	J	GT55WRK O	0,773	Spud Mud	9,57	3,85	6,93	31,4	4,4174
X-49	J	GT55WRK O	0,795	Spud Mud	9,42	3,17	4,25	30	4,412
X-41	J	GT55WRK O	1,314	NATIVO/POLI MERICO	9,54	8,32	9,08	30,8	3,367
X-42	J	GT55WRK O	1,314	NATIVO/POLI MERICO	9,52	5,83	7,19	30,4	3,4073
X-51	J	GT55WRK O	1,314	Spud Mud	9,49	3,17	5,69	30,4	2,9466
X-52	J	GT55WRK O	1,314	Spud Mud	9,51	3,53	7,34	30,4	2,9723
X-C13	J	GT55WRK O	1,336	Spud Mud	9,34	3,57	6,83	29,8	2,6342
X-54	J	GT55WRK O	1,314	Nativo Disperso	9,75	6,37	8,09	32	3,4994
X-57	J	GT55WRK O	1,314	Nativo Disperso / Polimérico	9,12	4,08	6,34	31	3,657
		GT55WRK O	1,314	Nativo Disperso/ Polimérico	9,79	6,44	10,35	36	3,2287
X-56	J	GT55WRK O	1,314	Nativo Bentonítico/ Polimérico	9,41	5,35	8,46	30,4	3,4489
				Polimérico					

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

3.5.2 Espesores perforados

En la tabla 27 se observa el espesor perforado de las formaciones desde el Terciario Indiferenciado hasta llegar hasta la formación Hollín, además de la litología de en cada una de las formaciones.

Tabla 27 Espesor perforado por formación

Pozo	Tipo de pozo	Broca #	Modelo de Broca	Ingreso (dft)	Salida (ft)	Intervalo perforado (ft)	Formación Perforada	Litología
X-B2	V	1	MME56D	6367	7236	869	Tiyuyacu/ CGL Superior	Lutitas, Arcillolita, Conglomerado, Limolita
		2	MME56D	7236	7558	322	Tiyuyacu/CGL Inferior	Arcillolita, Conglomerado
		3	MME56D	7558	9007	1449	CGL Inferior /Tena/ Napo	Arcillolitas, Lutitas, Calizas
		4	MME56D	9007	10440	1433	Napo/Hollín	Lutitas, Calizas, Areniscas, Caolinita, Carbón
X-C3	V	1	MMD56M	405	6402	5997	Terciario Indiferenciado/ Orteguaza	Arcillolita, Arenisca, Limolita, lutita, carbón
X-40	V	1	GT55WRKO	567	7250	6683	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
X-50	V	1	GT55WRKO	501	1520	1019	Terciario Indiferenciado	Arcilla, Conglomerado, Chert, SS
							Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
		2	GT55WRKO	1520	6918	5398	Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita							
X-B12	J	1	GTE55DCKs	552	7178	6626	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca

Continuación tabla 27

X-33	J	1	GT55WRKO	555	8933	8378	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Inf.	Chert, Arenisca, Arcillolita
X-49	J	1	GT55WRKO	492	8016	7524	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
X-41	J	1	GT55WRKO	748	8155	7407	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
X-42	J	1	GT55WRKO	531	8129	7598	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Limolita, Arenisca
X-51	J	1	GT55WRKO	1253	8349	7096	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita

Continuación tabla 27								
X-52	J	1	GT55WRKO	1250	8022	6772	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
X-C13	J	1	GT55WRKO	468	8465	7997	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
X-54	J	1	GT55WRKO	1465	7619	6154	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
X-57	J	1	GT55WRKO	585	4244	3659	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Conglomerado, Chert, SS
		2					Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita							
X-56	J	1	GT55WRKO	773	7859	7086	Terciario Indiferenciado	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Orteguaza	Lutita, Arcillolita, Limolita, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita
							Tiyuyacu Cgl. Sup.	Arcillolita, Conglomerado, Arenisca
							Tiyuyacu FM	Arcillolita, Arenisca, Limolita

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

3.6 Descripción de las trayectorias en los pozos del campo X

La tabla 28 muestra la inclinación, dogleg severity y azimuth de la sección de 12 ¼”, tanto de los pozos verticales como los tipos “J”. Esta data está representada en los spiders plots y la representación vertical de cada uno de los pozos mostrados en las figuras 53 y 55 para pozos verticales y en la figura 56 y 57 para los pozos tipo “J”, estas gráficas nos ayudan a visualizar las trayectorias que tuvieron una vez finalizada la sección antes mencionada. El pozo X-B12, debido a que su sección de 12 ¼” fue perforada a una profundidad mucho mayor que los demás pozos se representó en la figura 54 y por lo cual tendrá que ser analizada con sumo cuidado para no cometer errores al interpretar los parámetros que este pozo registra.

Tabla 28 Información Direccional de los pozos

POZO	Tipo	Broca	Azimuth (°)		Inclinación (°)		D.L.S. (°/100')
			Medio	Final	Media	Final	
X-B2	V	#1 MME56D	188,40	163,20	0,70	0,40	0,44
		#2 MME56D	309,60	1,60	1,40	0,90	0,23
		#3 MME56D	298,70	299,80	2,10	2,50	0,19
		#4 MME56D	121,50	78,90	1,10	0,30	0,12
X-C3	V	#1 MMD56M	188,20	235,20	0,80	0,30	0,03
X-40	V	#1 GT55WRKO	204,30	181,20	0,10	0,10	0,19
X-50	V	#1 GT55WRKO	172,00	170,50	0,50	0,50	0,29
		#2 GT55WRKO					
X-B12	J	#1 GTE55DCKs	241,85	332,67	10,55	24,70	1,40
X-33	J	#1 GT55WRKO	253,63	252,28	28,61	34,71	0,99
X-49	J	#1 GT55WRKO	164,06	164,68	28,68	33,68	0,76
X-41	J	#1 GT55WRKO	174,57	180,94	23,92	32,27	0,50
X-42	J	#1 GT55WRKO	332,37	335,55	23,24	30,42	0,68
X-51	J	#1 GT55WRKO	196,49	197,25	34,34	42,25	1,20
X-52	J	#1 GT55WRKO	108,10	104,80	30,60	39,20	1,00
X- C13	J	#1 GT55WRKO	63,40	51,80	33,90	43,20	0,40
X-54	J	#1 GT55WRKO	219,87	220,88	20,12	23,79	0,23
X-57	J	#1 GT55WRKO	154,06	150,31	14,82	26,19	0,57
		#2 GT55WRKO	149,81	149,32	25,01	24,30	
X-56	J	#1 GT55WRKO	76,41	75,74	24,01	30,87	0,39

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services

Elaborado por: Elvis Mendoza

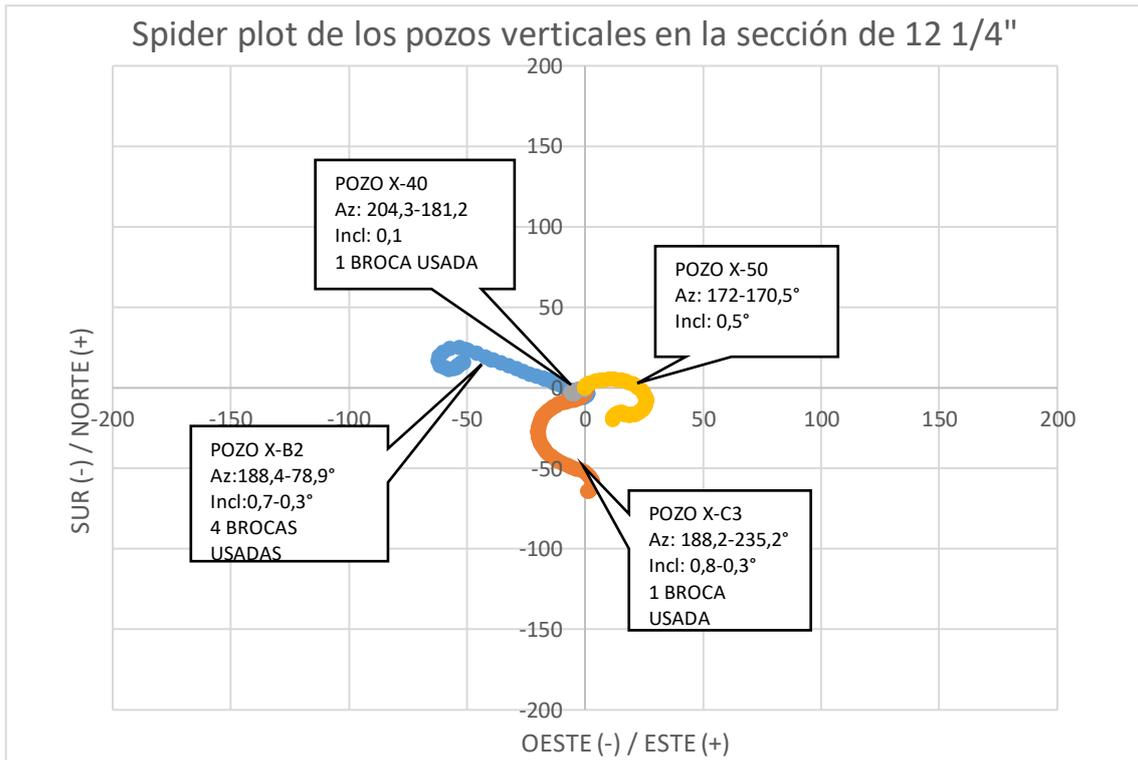


Figura 53 Spider plot de los pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Trayectoria del pozo X-B2

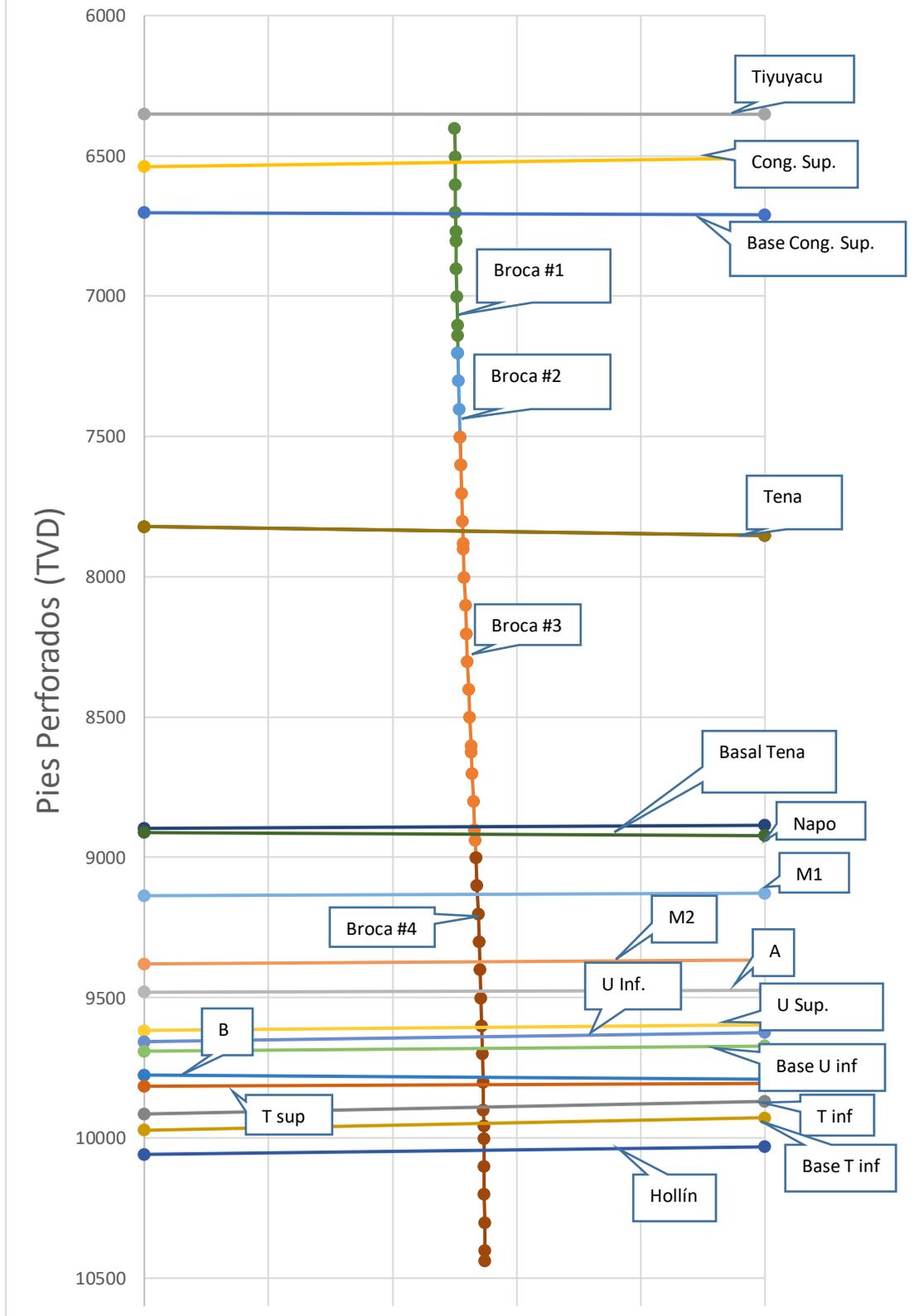


Figura 54 Trayectoria del pozo X-B2

Elaborado por: Elvis Mendoza

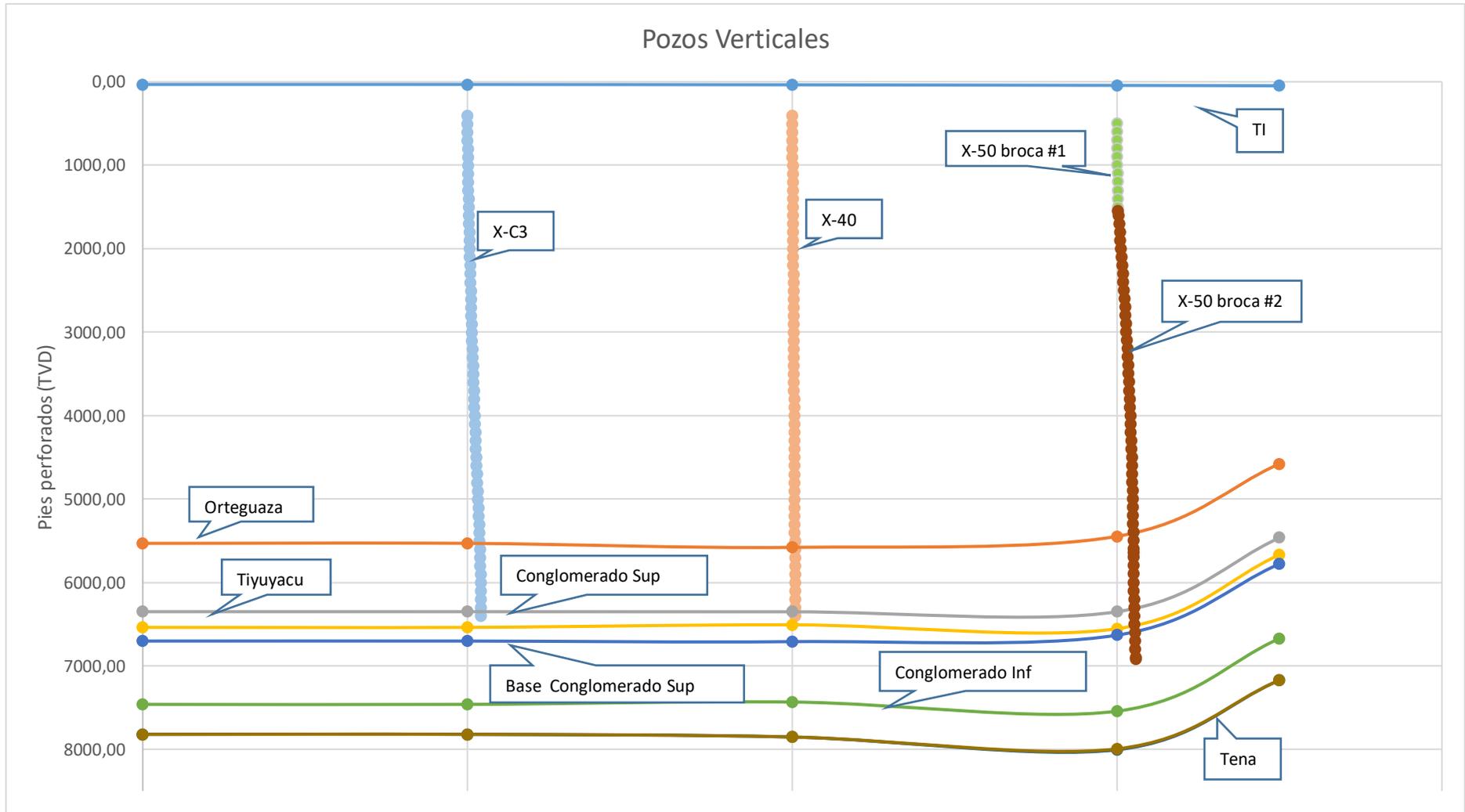


Figura 55 Trayectorias de los pozos verticales

Elaborado por: Elvis Mendoza

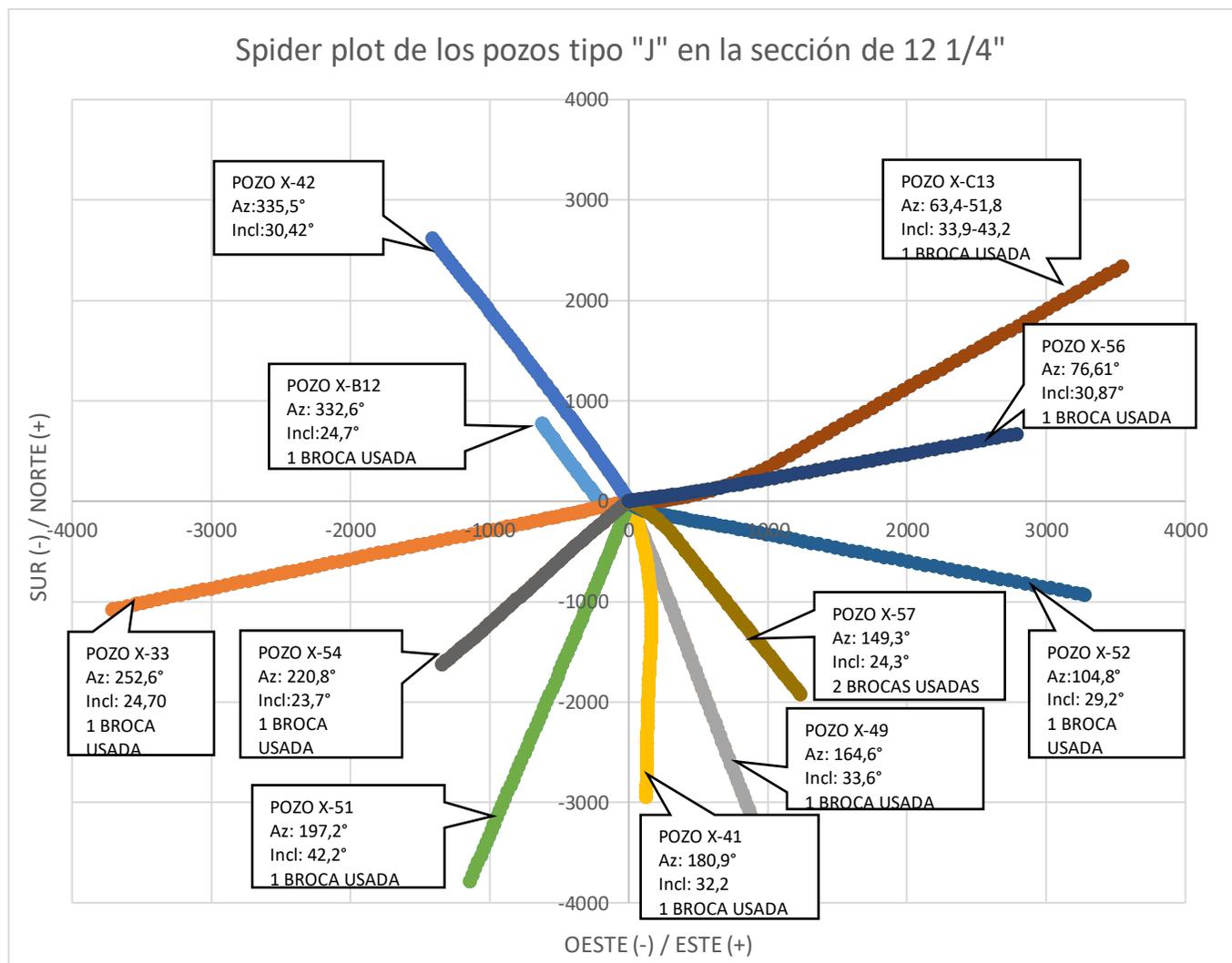


Figura 56 Spider plot pozos tipo "J"

Elaborado por: Elvis Mendoza

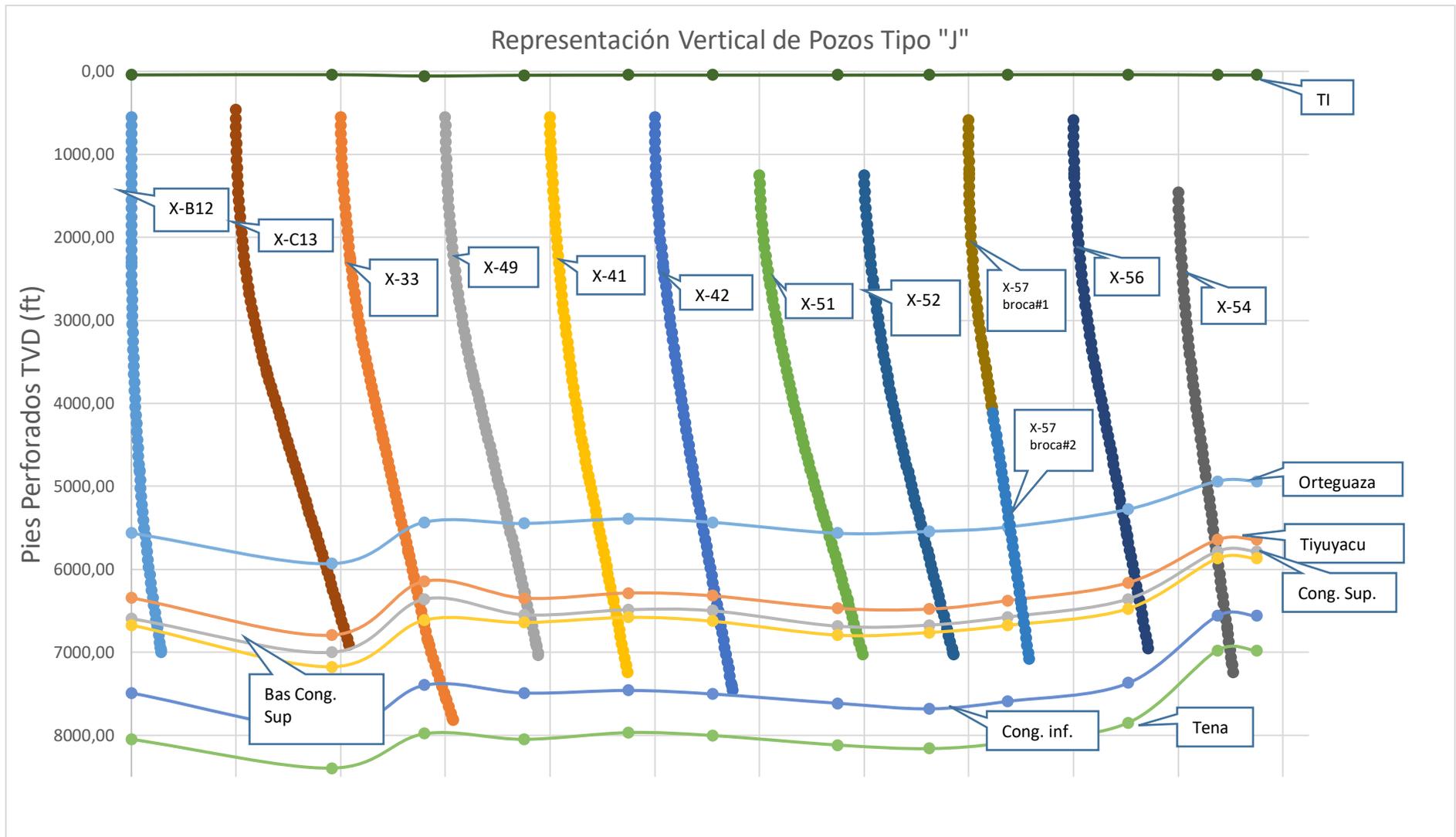


Figura 57 Trayectorias De Los Pozos Tipo "J" En La Sección De 12 1/4"

Elaborado por: Elvis Mendoza

Capítulo IV

4 Análisis técnico de brocas PDC y parámetros de perforación empleados en la sección de 12 ¼” en el campo X

4.1 Análisis basado en la cantidad de brocas

La cantidad de brocas no genera un análisis completo sobre el desempeño en la perforación de los pozos del campo, sin embargo, se logra distinguir información relevante en los pozos en la que nos pueda discernir prácticas adecuadas de operación, detección de prácticas que reduzcan el rendimiento de perforación, selección de brocas entre otros. Para lo cual se presenta la tabla 29 donde se muestra la cantidad de brocas usadas en cada uno de los pozos tanto verticales como horizontales.

Tabla 29 Número de brocas usadas en el campo X

POZO	Tipo	Número de broca	Total de brocas usadas
X-B2	V	#1 MME56D	4
		#2 MME56D	
		#3 MME56D	
		#4 MME56D	
X-C3	V	#1 MMD56M	1
X-40	V	#1 GT55WRKO	1
X-50	V	#1 GT55WRKO	2
		#2 GT55WRKO	
X-B12	J	#1 GTE55DCKs	1
X-33	J	#1 GT55WRKO	1
X-49	J	#1 GT55WRKO	1
X-41	J	#1 GT55WRKO	1
X-42	J	#1 GT55WRKO	1
X-51	J	#1 GT55WRKO	1
X-52	J	#1 GT55WRKO	1
X- C13	J	#1 GT55WRKO	1
X-54	J	#1 GT55WRKO	1
X-57	J	#1 GT55WRKO	2
		#2 GT55WRKO	
X-56	J	#1 GT55WRKO	1
Brocas usadas en el campo X			20

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Con la finalidad de generar indicadores de calidad y eficiencia se clasifican a los pozos según el desempeño que tuvieron las brocas, por lo que se tiene: Alta eficiencia aquellos pozos que culminaron su sección con una sola broca; Eficiencia media, aquellos pozos que terminaron su carrera con 2 brocas, y eficiencia baja aquellos pozos que terminaron la sección de 12 ¼” con 3 o más brocas. Esta clasificación se muestra a continuación en la tabla 30.

Tabla 30 Clasificación de los pozos según su eficiencia

Eficiencia	Pozos	
	Verticales	Tipo "J"
Alta	2	10
Media	1	1
Baja	1	-

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Se evidencia que se tiene una gran cantidad de pozos tipo “J” de alta eficiencia, que equivale al 91% de pozos terminaron la sección con una sola broca. A diferencia de los verticales que un 50% de los pozos son de alta eficiencia y un 25% de media y baja eficiencia, esto puede ser consecuencia de que uno de sus pozos inició la perforación a una profundidad mucho mayor en comparación de los otros y sometidos a diversos cambios en la litología hasta llegar a su profundidad final en la formación Hollín.

Extrapolando la tabla 30 con la tabla 29, se muestra que los modelos de broca MMD65M, GT55WRKO y GTE55DCKs son de alta eficacia, de media eficacia el modelo GT55WEKO y eficacia baja a las brocas MME56D, tanto para pozos de perfil vertical y tipo “J”.

4.2 Análisis basado en la calificación IADC

Como se mencionó anteriormente, la calificación IADC nos proporciona una herramienta de evaluación para determinar el daño y desgaste de una broca, la cual se la realiza una vez salida del pozo. El siguiente análisis es correspondiente a las brocas que se usaron en la sección 12 ¼”, tanto para los pozos verticales como para los horizontales, con la finalidad de contrastar las variaciones en los resultados.

La evaluación de las brocas según la calificación IADC consta de 20 brocas PDC, 4 de las cuales son del modelo MM56D, una de modelo MMD56M, estas cinco brocas corresponden a la misma clasificación IADC M323; catorce barrenas del modelo

GT55WRKO con código IADC M122 y el modelo experimental GTE55DCKs con código IADC S223, las cuales fueron descritas anteriormente.

4.2.1 Hileras internas y externas de los cortadores.

La tabla 31, presenta los valores de calificación de las hileras internas y externas de los pozos verticales y horizontales, esta calificación viene dado en un rango de 0 a 8, como se explicó en el capítulo 2. Los porcentajes presentados corresponden a la cantidad brocas que presentaron daños según la calificación.

Tabla 31 Porcentajes de desgaste en las hileras internas y externas

	Calificación	Pozos verticales	Pozos tipo "J"
Hilera interna	0	13%	50%
	1	63%	33%
	2	13%	8%
	3	13%	-
	8	-	8%
Hilera externa	0	-	42%
	1	50%	-
	2	13%	-
	3	25%	-
	4	13%	50%
	8	-	8%

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

En la anterior tabla se observa que en la hilera interior se tiene un 63% de daño leve en los cortadores de las brocas que se utilizaron para la realización de los pozos verticales y en un 13% de las brocas presentan daños un poco mayores a los de la calificación 2 y 3. De igual manera un 13 % de las brocas no presentaron ningún daño en su estructura.

Para las brocas que se usaron en pozos tipo "J", se evidencia que el 50% de las brocas no presentaron daños en la estructura interna, cabe resaltar que un 8% de las brocas presentaron el 100% de daño en la estructura de la hilera interna.

En lo que respecta a la hilera externa en las brocas para los pozos verticales, se presenta un 50% en las brocas con daño mínimo, seguido de un 25% de las brocas que

presentan un daño de 3 considerado un 60% de daño en el cortador y un 13% de las brocas presentan la mitad de la estructura del cortador. Por otro lado las brocas usadas en los pozos tipo “J” se observa que el 42% de las brocas no presentaron ningún daño en la hilera externa, a diferencia de los pozos verticales no se tienen daños de calificación 1, 2 y 3, y sobresale que el 50% de las brocas tienen un daño de calificación 4 (50% de la estructura perdida) y un 8% de las mismas que presentaron pérdidas totales en la estructura del cortador.

4.2.2 Principal característica de desgaste

Las principales características de desgaste que se presentaron en las brocas se muestran en la tabla 32, las más representativas son las de cortadores rotos, astillados, desgastados y anillados.

Tabla 32 Características principales de desgaste

		Dull Characteristics	
Pozos Verticales	BT	Broken Cutters	50%
	CT	Chipped Cutters	12,5%
	WT	Worn Cutters	37,5%
Pozos tipo "J"	NO	No major / other dull characteristics	17%
	CT	Chipped Cutters	8%
	WT	Worn Cutters	67%
	RO	Ring out	8%

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

La tabla anterior, dentro de lo que respecta a los pozos verticales se constata que un 50% de las brocas presentan los cortadores rotos seguidos por un 37,5% que corresponden a cortadores desgastados y por último se presentan cortadores astillados con un 12,5% de las brocas. En los pozos tipo “J”, se evidencia que el 67% tienen los cortadores desgastados, seguidos de un 17% de cortadores que no presentaron mayores daños en la estructura y por último un 8% en características de cortadores astillados y anillamiento de la broca.

4.2.3 Ubicación de los cortadores desgastados

En la tabla, se muestran los lugares en donde las brocas tienen mayores desgastes, tanto para los pozos verticales como para los de tipo “J”. las ubicaciones más recurrentes, con un 63% son las que se encuentran en el hombro y nariz de las brocas,

a diferencia de los pozos tipo "J" que con un 58% tienen un desgaste de 58% en todas las áreas de la broca.

Tabla 33 Lugares de desgaste presentados en las brocas

		Location	
Pozos Verticales	All Areas		38%
	Nose/Shoulder		63%
Pozos tipo "J"	All Areas		58%
	Nose/Shoulder		17%
	cone		17%
	gauge		8%

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

4.2.4 Brocas fuera y dentro de calibre

La tabla 34 muestra el calibre de las brocas usadas para cada tipo de pozo, donde se desataca que un 87,5% y un 75% de las brocas salieron en calibre tanto como para las los pozos verticales como para los horizontales respectivamente.

Tabla 34 Calibre de las brocas

		Gauge	
Pozos verticales	1		87,5%
	1		12,5%
Pozos tipo "J"	1		75,0%
	1		16,7%
	2		8,3%

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

4.2.5 Razón de la extracción de la broca

La tabla 35 muestra las razones de extracción de la broca de los pozos verticales y tipo "J".

Tabla 35 Razones de la extracción de la broca

Reason Pulled		
Pozos verticales	Change Bottom Hole Assembly	12,5%
	Hole problems	12,5%
	Penetration Rate	25,0%
	Total Depth	50,0%
Pozos tipo "J"	Total Depth	91,7%
	Down Hole Tool Failure	8,3%

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

La razón de salida más frecuente que se puede observar en las brocas de los pozos verticales es que llegaron a la profundidad total comuna incidencia del 50%, un 25% debido a la reducción de la velocidad de penetración y un 12,5% en problemas de hoyo y del BHA. En paralelo para los pozos tipo "J" se tiene un porcentaje redondeado de 92% que llegaron a la profundidad total y un 8,3% de las brocas fueron extraídas debido a fallas en las herramientas de fondo.

4.2.6 Resultados del análisis basado en la calificación IADC.

La calificación según el sistema IADC para la evaluación de brocas presenta lo siguiente:

- La mayoría de las brocas usadas en la sección de 12 ¼" presentan un desgaste similar en lo que corresponde a la hilera interna, al contrario de la hilera externa que presenta mayor daño en los pozos de tipo "J"
- La principal característica de desgaste en los cortadores de las brocas usadas en los pozos "J" son la de desgaste natural, como característica secundaria son los cortadores desgastados. En los pozos verticales se observa que la principal característica es la de cortadores rotos, seguido como característica secundaria de que no presentan daños en la estructura del cortador.
- Se establece que los daños más severes se ubican en la nariz y el hombro de las brocas usadas en pozos verticales, mientras que en pozos tipo "J" el desgaste y daños a la estructura se presenta en toda la superficie de las brocas.
- Como se trata del análisis de brocas PDC se obvia la condición de cojinetes y sellos, debido a que estas no están presentes en la estructura de la broca.

- Se evidencia que las brocas una vez salidas del hoyo, tienen la característica de que están en calibre y que la mayor incidencia de salida es por que llegaron hasta la profundidad total de la sección.

4.3 Análisis basado en los parámetros de perforación.

Para esta parte del estudio se analizan los parámetros de las brocas que se utilizaron en la sección de 12 ¼". Se realizan comparaciones por separado, tanto para los pozos verticales como para los tipos "J".

Se omitirá parte de la carrera del pozo X-B2, ya que, como se apreció en la figura 54, se observa que este pozo realizó una carrera a mayor profundidad a diferencia de los otros pozos verticales que son más someros, para lo cual solo se consideran los tramos en que las brocas perforaron formaciones similares.

En lo que respecta a los pozos tipo "J", se realiza un análisis conjunto a causa de que estos se encuentran contruidos a una profundidad similar (ver figura 57).

4.3.1 Torque

El gráfico 58 se muestran los rangos de torque, promedios de torque y tramos perforados de las brocas que perforaron la sección de 12 ¼" en los pozos verticales. A excepción del pozo X-B2, la cual se compara con el pozo X-50, ya que estos comparten una sección perforada similar (Tiyuyacu Conglomerado Superior), la cual es representada en la figura 59.

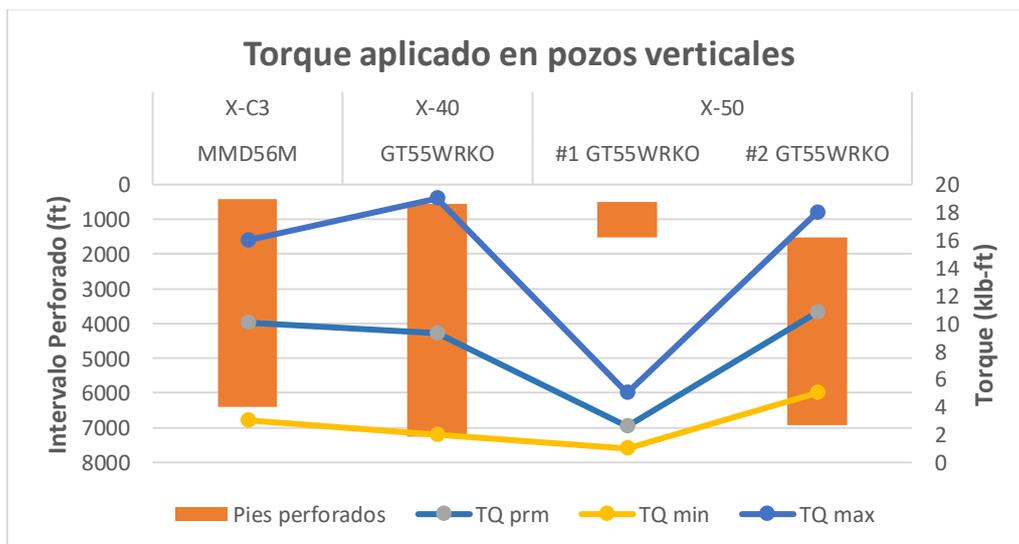


Figura 58 Torque sección 12 1/4" pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

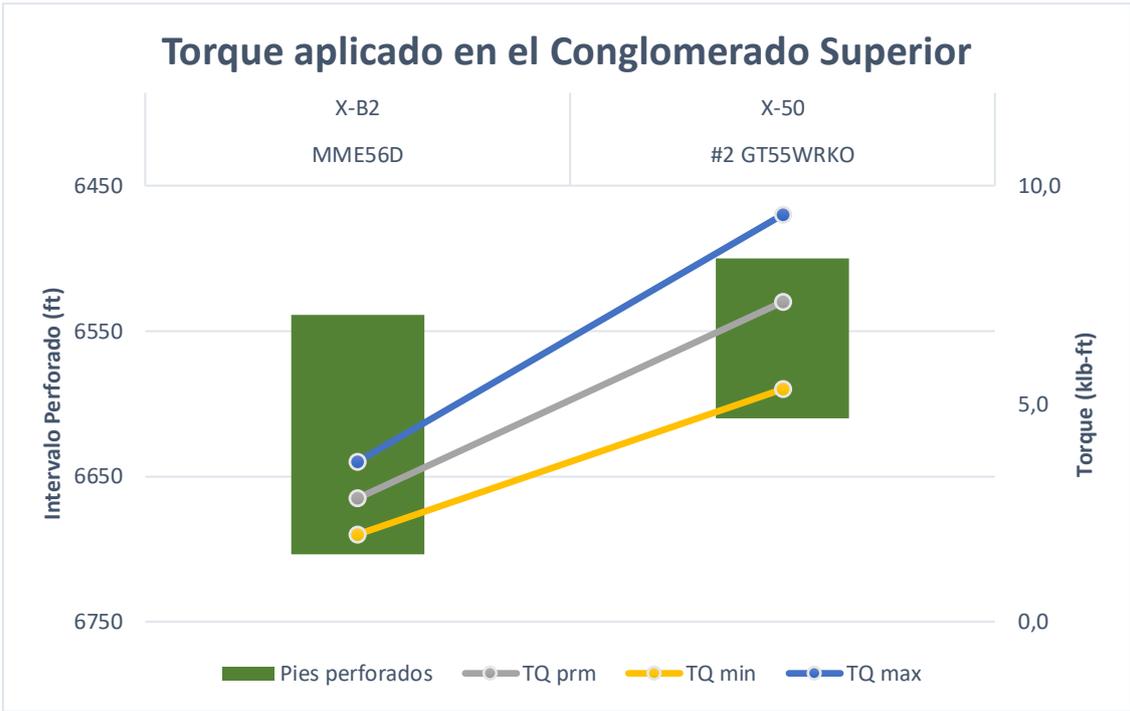


Figura 59 Torque sección 12 1/4" Conglomerado Superior pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

La figura 60, representa el torque de las brocas usadas en los pozos tipo "J", además de los tramos perforados por las brocas.

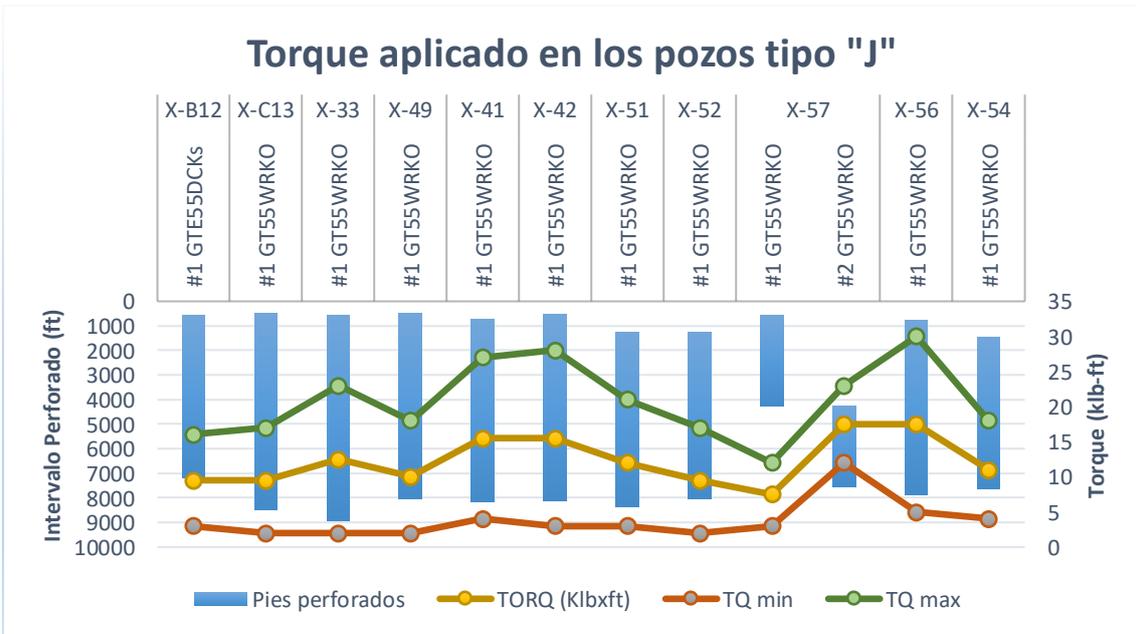


Figura 60 Torque Sección 12 1/4" Pozos tipo "J"

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

El análisis realizado a base de las gráficas antes presentados para el torque aplicado a las brocas de la sección 12 ¼" es:

- El valor máximo de torque en los pozos verticales le pertenece al pozo X-40, con un valor de 19 Klbs-ft, seguido por la broca #2 del pozo X-50 (18 Klbs-ft).
- El valor mínimo de torque se registra en el pozo X-50, específicamente en la broca #1 (1 Klbs-ft).
- Del análisis del torque en el Conglomerado Superior se tienen valores máximos en el pozo X-50 con la broca #2 y valores mínimos en el pozo X-B2.
- En la variación entre los valores de torque en los pozos verticales, se evidencia que existe una conducta con los valores mínimos y máximos, los valores mínimos son correspondientes al uso de brocas con código IADC M323 y valores máximos a brocas M122.
- Los valores máximos de torque presentados en los pozos tipo "J" corresponde al pozo X-56 con un valor de 30 Klbs-ft, seguido por el pozo X-42 y X-41 (con valores de 29 y 27 Klbs-ft respectivamente).
- Los valores mínimos en los pozos J, muestran que no existe una gran diferencia en sus valores a excepción de la broca #2 del pozo X-57, en la cual se tiene un valor mínimo de torque de 12 Klbs-ft.
- En lo que respecta a la variación de torque en los pozos "J" se evidencia que se tienen valores mínimos en el pozo X-B12 en la que se utilizó una broca S223, a diferencia de los demás pozos que fueron perforados con brocas M122. De igual manera la broca #1 del pozo X-57, presenta valores mínimos, pero que no están sujetos al análisis debido a que esta broca fue extraída debido a problemas en las herramientas de fondo del pozo.

4.3.2 Tasa de flujo (GPM)

La figura 61, consta de los intervalos de las tasas de flujo aplicadas a los pozos verticales, con excepción del pozo X-B2 por motivos ya antes expuestos. La tabla 36 muestra el comportamiento del galonaje en la sección de Tiyuyacu Conglomerado Superior, por último, en la figura 62 se presenta los rangos y valores promedios de las tasas de flujo en los pozos tipo "J".

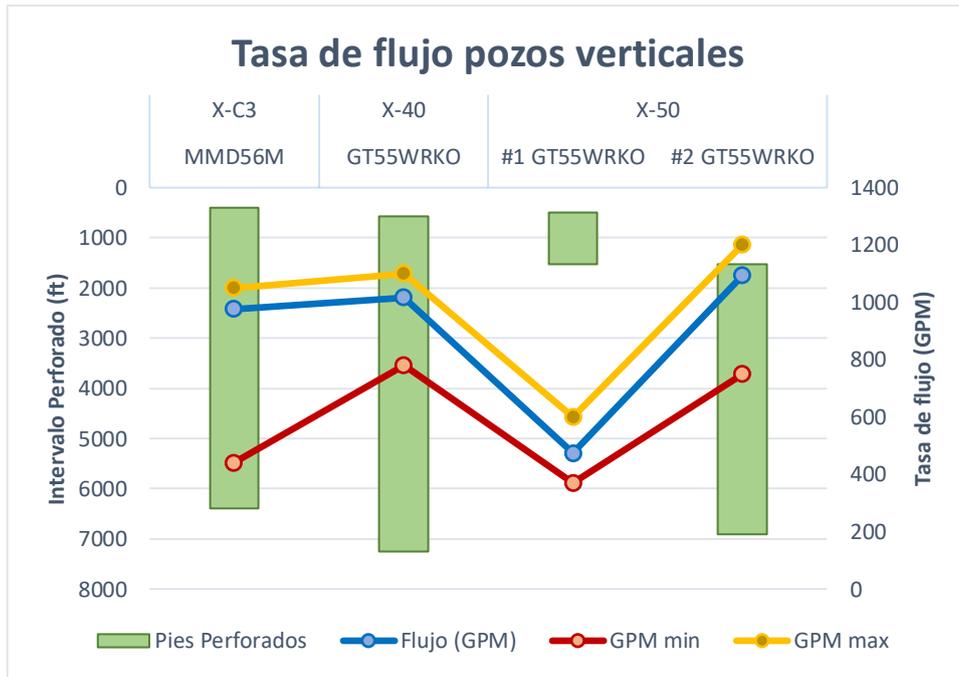


Figura 61 Tasa de flujo pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Tabla 36 Tasa de flujo en el Conglomerado Superior

Pozo	Flujo (GPM) Conglomerado Sup.
X-B2	730
X-50	750

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

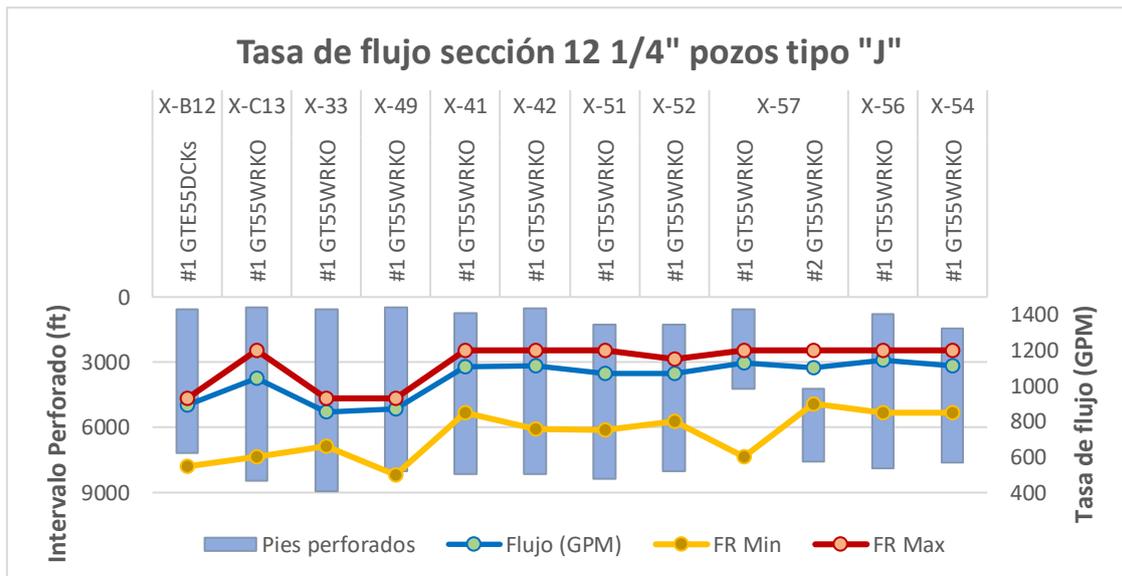


Figura 62 Tasa de flujo en pozos tipo "J"

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

De las figuras 61, 62 y la tabla 36 nos permite evidenciar lo siguiente:

- Los valores mínimos de las tasas de flujo aplicados para la perforación de los pozos muestran que los tipos "J" presentan un valor mayor (500 GPM) en comparación a los verticales con 370 GPM.
- Se evidencia que una tasa de flujo de 1200 GPM es el máximo valor presente en los pozos verticales y "J"
- En ambos tipos de pozos, se aprecia que los valores promedio de las tasas de flujo aplicada están muy cercanas a los valores máximos de galonaje aplicado, este promedio nos posibilita encontrar un comportamiento basado en estos datos en la que si se aplica una mayor tasa de flujo se reduce el torque, esto lo podemos apreciar en el pozo X-57 con la broca #1.

4.3.3 Peso sobre la broca (WOB)

En la figura 63 se muestran los pesos sobre la broca aplicados en los pozos verticales, con la excepción del pozo X-B2. El gráfico 64 representa el comportamiento del peso sobre la broca en el pozo X-B2 y del X-50 para el conglomerado superior. El gráfico 65 presenta este parámetro para las brocas utilizadas en los pozos tipo "J".

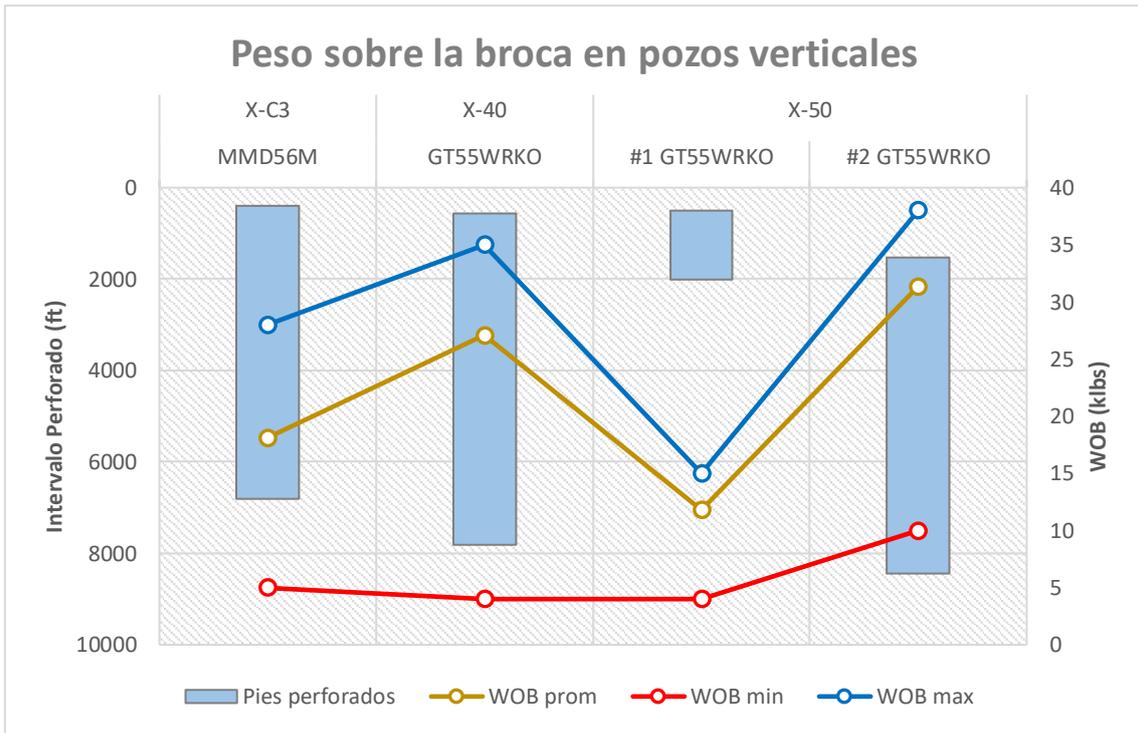


Figura 63 Peso sobre la broca en pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

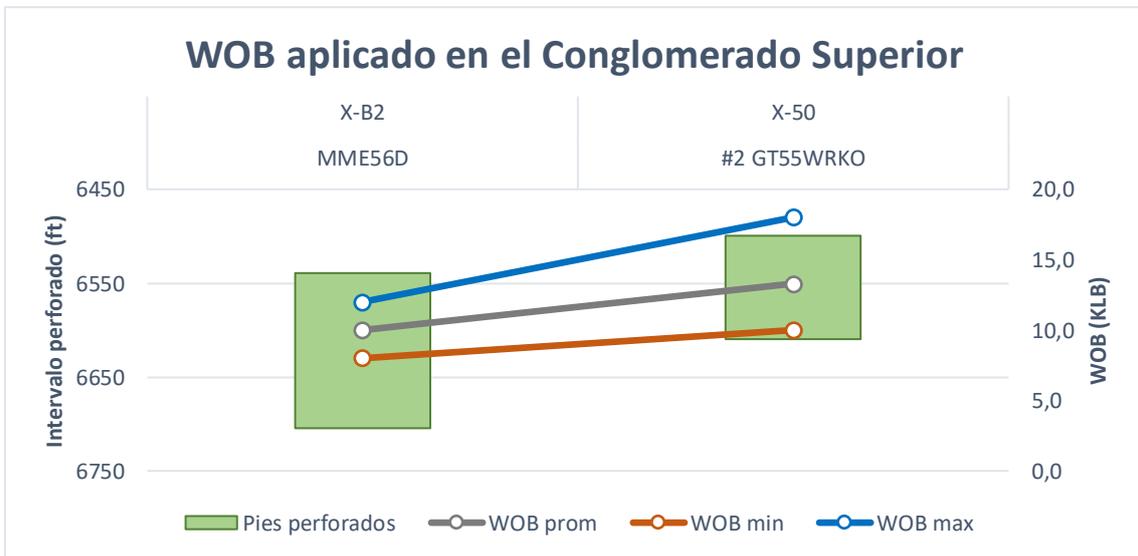


Figura 64 Peso sobre la broca en el conglomerado superior

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

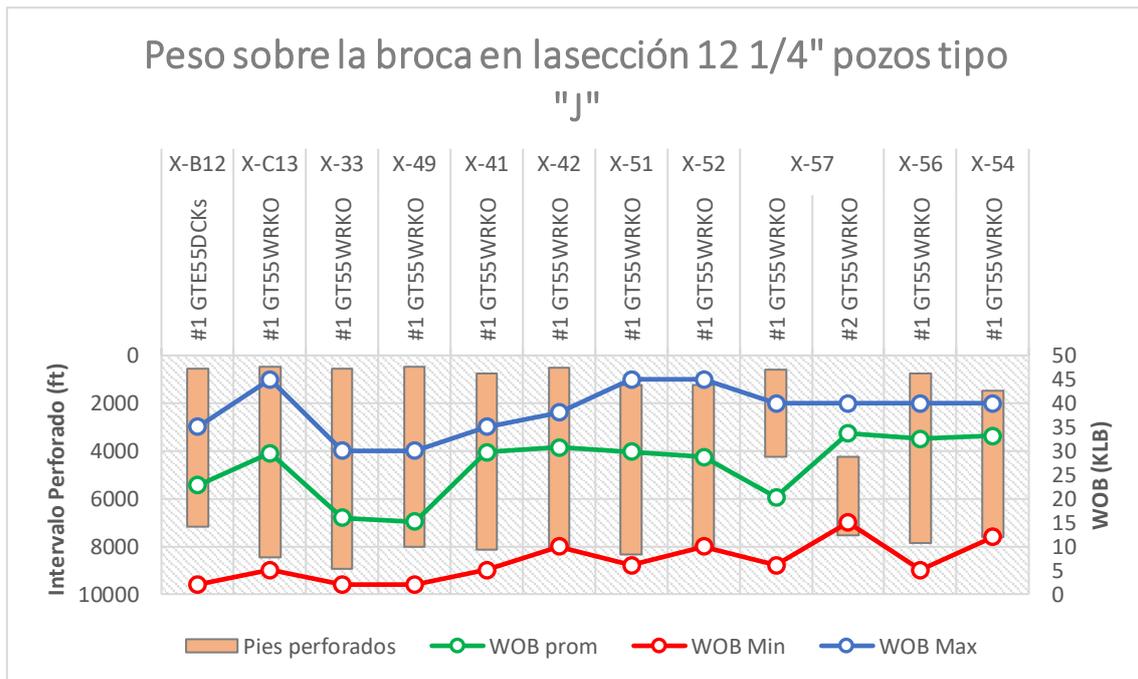


Figura 65 Peso sobre la broca en pozos tipo "J"

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

De las anteriores figuras presentadas se analiza las variaciones del peso sobre la boca en estos dos tipos de pozos:

- Los valores mínimos de este parámetro se destacan en las brocas M323 y S223, presentando valores muy bajos a comparación de las brocas M122 por lo que se tiene que la variación de este parámetro difiere con el uso de un modelo antiguo a uno contemporáneo.
- En pozos verticales se tiene la misma relación presentada en el punto anterior, pero con la diferencia que se aplica a los valores máximos de peso en la broca, en donde se aprecia que en las brocas con un nuevo modelo permiten la aplicación de valores más altos de este parámetro.
- Los valores promedio del peso de las brocas tanto en los pozos verticales como en los "J" son valores altos y casi ninguno se acerca a los valores mínimos, a excepción de la broca #1 del pozo X-50 y X-57, que, por el control de parámetros y fallas de herramientas se observa valores menores en este parámetro.

4.3.4 Velocidad de Rotación (RPM)

En el gráfico 66 se muestran los rangos y promedios de las velocidades de rotación en los pozos verticales, a excepción del pozo X-B2 el cual está representado en la figura 67 acompañado del pozo X-50. En la figura 68 se muestran de igual manera los rangos y promedios del parámetro en mención enfocado en los pozos “J”. La velocidad de rotación registrada en estos pozos se evidencian los siguientes puntos:

- En lo concerniente a los valores mínimos de RPM, se evidencia que las brocas MMD56M, MME56D, GTE55DKs y GTE55WRKO presentan distintos valores de velocidad de rotación y no determina ningún comportamiento o relación en las brocas a estudio.
- El valor promedio para los pozos “J” es 125 RPM, y se tienen valores máximos de hasta 158 RPM, valores superiores en comparación a los verticales que registran valores máximos de 120 RPM y valores promedios de 96 RPM.
- En el conglomerado se evidencia que el pozo X-B2 se aplican valores de velocidad de rotación mayores respecto al pozo X-50 (con la broca #2)

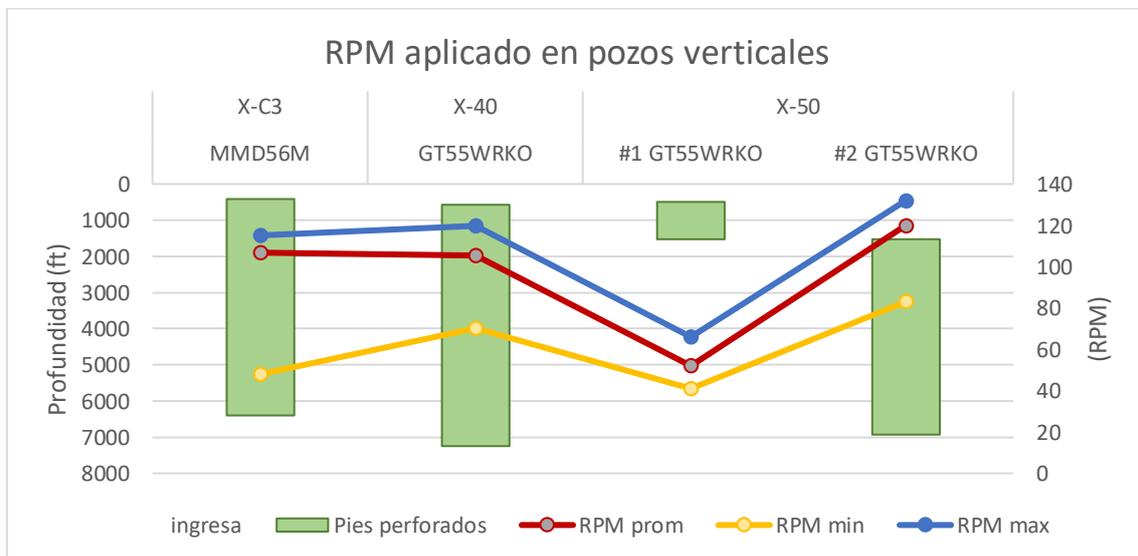


Figura 66 RPM en pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

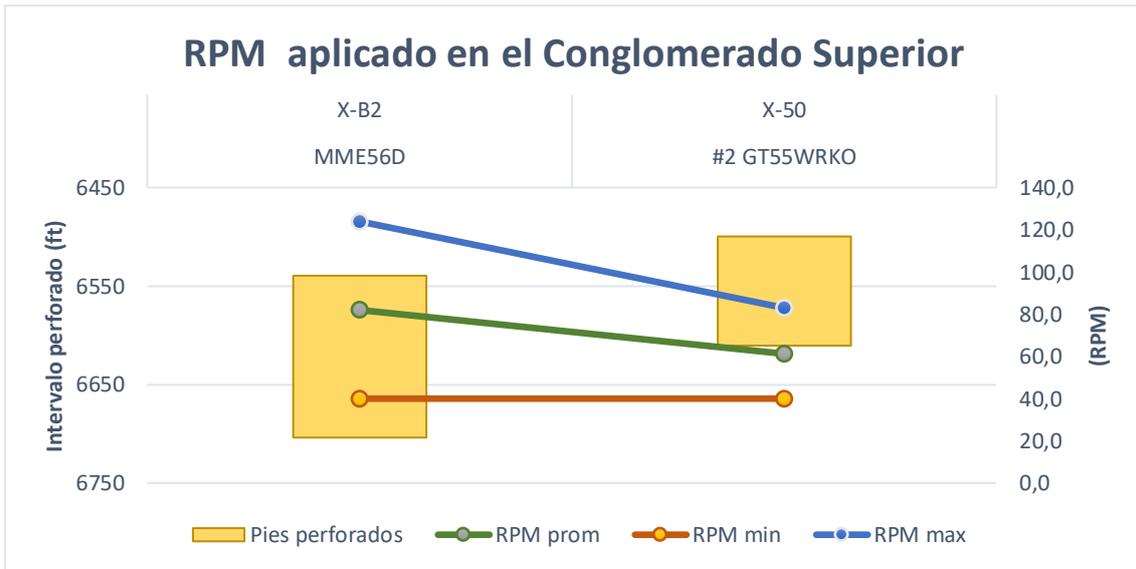


Figura 67 RPM aplicado en el conglomerado superior

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

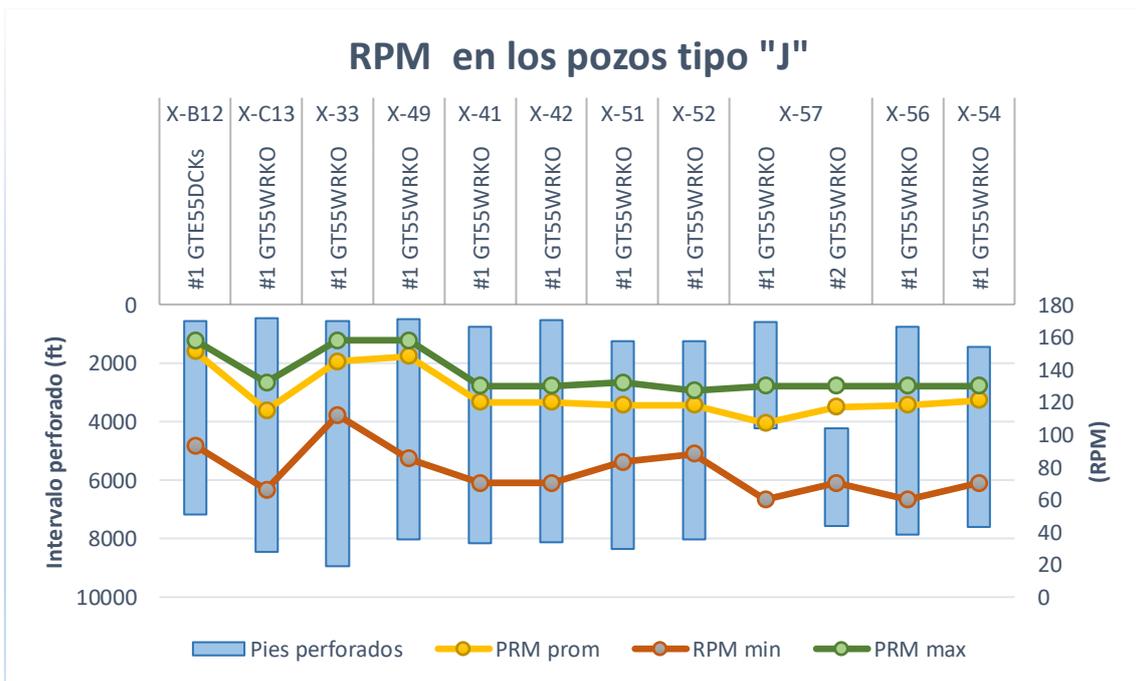


Figura 68 RPM aplicado en los pozos tipo "J"

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

4.3.5 Resultado de los parámetros de perforación en las brocas.

La tabla 37 presenta un resumen de los parámetros en los cuales se obtuvieron los mejores resultados en cuanto a eficiencia según la cantidad de brocas utilizadas en la

construcción de la sección de 12 ¼". Los valores expuestos, tienen la particularidad de que pertenecen a las brocas de modelo GT55WRKO, por lo que el análisis de estos valores es de importancia debido a que se pueden tomar como base para la aplicación de nuevos pozos vecinos.

Tabla 37 Valores máximos y promedios de parámetros de los pozos del campo X

Parámetros	Pozos			
	Verticales		Tipo "J"	
	Valores máximos	Valores promedios	Valores máximos	Valores promedios
Torque (Klbs-ft)	19	10,8	30	17,5
Tasa de flujo (GPM)	1200	1093	1200	1126
WOB (Klbs)	38	31,37	45	32,55
RPM	132	120	158	148

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

4.4 Análisis basado en los factores asociados a la broca

4.4.1 Fluidos de perforación

La tabla 38 muestra los rangos y valores promedios de las características del lodo o fluido de perforación que se utilizó en la sección de 12 ¼" para los pozos verticales y tipo "J".

Tabla 38 Fluido de perforación utilizado en el campo X

Pozo tipo	Densidad (ppg)			PV (cp)			YP (lbs/100ft ²):			FV (seg)		
	Min	Max	Prom	Min	Max	Prom	Min	Max	Prom	Min	Max	Prom
"J"	9,1	9,8	9,5	2,7	8,3	4,7	4,3	10,4	7,3	29,2	36,0	31,0
Vertical	8,9	10,4	9,7	4,1	25,0	13,4	7,6	28,0	16,2	31,0	53,0	43,2

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Se evidencia que los valores máximos y mínimos de la densidad del lodo utilizado en los "J" y verticales son muy similares, aunque con la particularidad de que en los verticales el intervalo de diferencia es un poco mayor, el promedio general de este solo varía con 2 décimas. La viscosidad plástica entre ambos tipos de pozo difiere en gran cantidad siendo un valor máximo de 25 CP en los verticales y un valor mínimo de 2,7 en

los tipos "J". en cuanto al Yield point, se notan intervalos más elevados en comparación de los tipos "J" al igual que la viscosidad de embudo.

4.4.2 Hidráulica de brocas

De igual manera en la tabla 39 se muestran los arreglos de las brocas que son más recurrentes en la perforación de estos pozos, además de los TFA y el HSI.

Tabla 39 Hidráulica recurrente en la perforación de pozos del campo X

Pozo	Arreglo de las boquillas	TFA (in ²)	HSI
Verticales	5x13 + 3x14	1,0991	3,65
"J"	3x14/32" 5x15/32"	1,314	3,5

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

De la anterior tabla se muestran los arreglos más predominantes en cada uno de los tipos de pozos, se evidencia que existe una relación directa en el tamaño de las boquillas con el TFA, al analizar los valores de cada pozo, estos son similares entre sí, por lo tanto, no existen indicadores directos para establecer alguna relación en el desempeño de las brocas.

En general los valores mostrados en la tabla 39 son aquellos que son utilizados con más frecuencia para obtener una mayor eficiencia de perforación.

4.5 Análisis de las tasas de penetración (ROP)

En la sección de 12 ¼" se tienen distintos valores de tasas de penetración para las diferentes brocas, con lo cual se clasifica de la misma manera en la que se ha venido presentando, es decir en tres gráficas, como se muestran a continuación.

En la figura 69 se analizan 3 pozos en la que se utilizaron 1 broca por sección a excepción del pozo X-50 que se usaron dos brocas. Las brocas utilizadas en estos pozos son de dos distintos modelos, en la que se visualiza que la mayor ROP se presenta en el pozo X-C3 y presentándose valores menores en los pozos restantes.

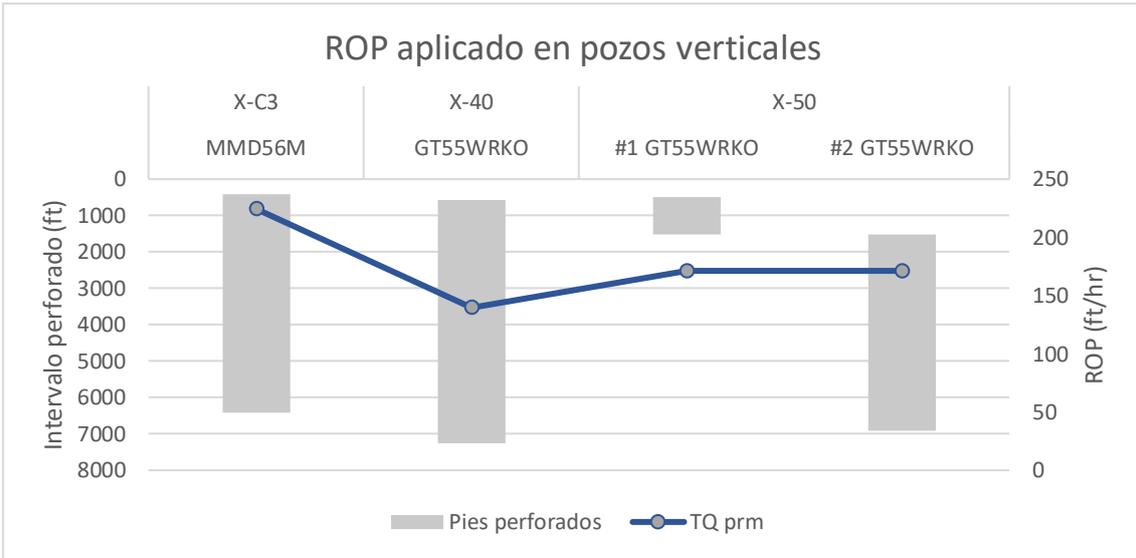


Figura 69 ROP neta de pozos verticales

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

Para el análisis de la formación Tiyuyacu en específico el conglomerado superior se presenta la gráfica 70 donde se analizan los pozos X-B2 y X-50, en la que se evidencia que ambos pozos presentan valores similares de ROP (un rango de 40 a 47 ft/hr).

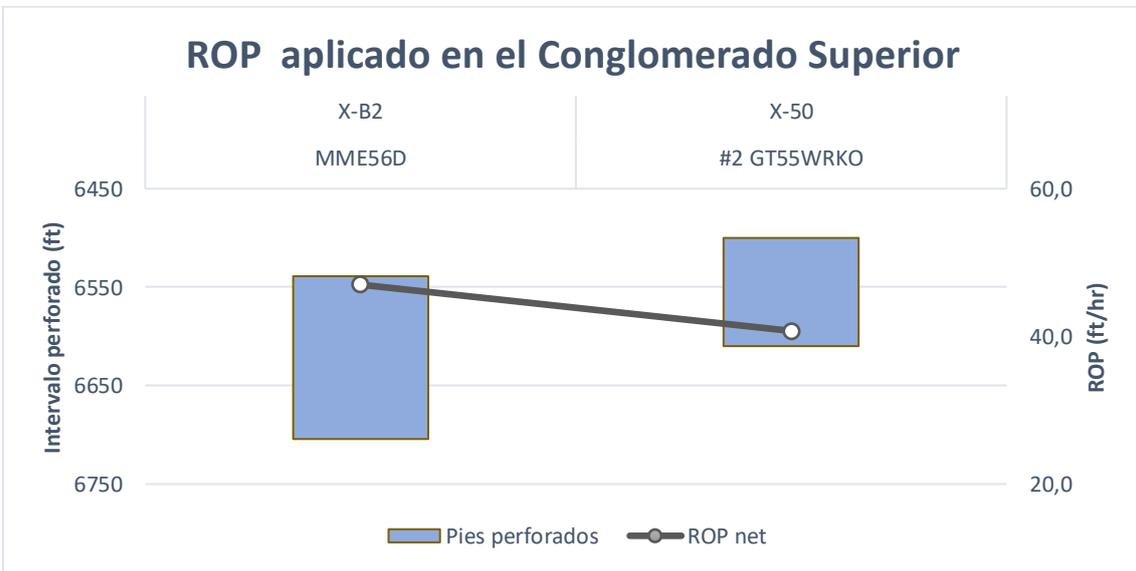


Figura 70 ROP neta en conglomerado superior

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

En los pozos tipo “J” representados en la figura 71 observa que se tienen intervalos de perforación muy parecidos con resultados de ROP muy variable en este conjunto de pozos, estos valores oscilan entre 155,6 hasta 364, 5 ft/hr de ROP.

La reducción de brocas PDC por la sección es considerable (una broca en diez pozos desarrollados) lo cual representa un claro mejoramiento en las prácticas de perforación y eficiencia de las brocas utilizadas en estos pozos. No obstante, las ROP registradas en este tipo de pozos son menores en comparación con los pozos verticales, esto debido a la influencia de la direccionalidad en este tipo de pozos.

El pozo X-B12 que fue perforado con el modelo GTE55DCKS presenta una de las menores ROP en comparación a los demás pozos de tipo “J” que utilizaron la broca PDC GT55WRKO.

Las brocas usadas en estos pozos perforaron las formaciones TI, Ortegua, Tiyuyacu y Tiyuyacu Conglomerado Superior, en una sola corrida a excepción del pozo X-57 que se utilizaron dos brocas, una que perforó el Terciario Indiferenciado y la segunda broca PDC que perforó Ortegua, Ty y Ty Conglomerado Superior, la razón principal debido al uso de dos brocas fue que la herramienta RSS presentó una falla mecánica a la profundidad de 4224 ft.

En lo que respecta al modelo GT55WRKO, la eficiencia promedio que presentan los últimos diez pozos es de 142 ft/hr que perforó un intervalo promedio de 7200 ft. En lo que se destaca la mejor eficiencia de perforación la presenta el pozo X-51 con una ROP de 181,3 ft/hr en un intervalo continuo de 7096 ft, la menor ROP que se aprecia en la gráfica es la del pozo X-49 con 117,6 ft/hr en un intervalo de 7524 ft perforados. Claramente se puede apreciar que este modelo supera a su antecesora en comparación (broca PDC modelo GTE55DCKS), la cual presenta una ROP de 106,5 ft/hr en 6626 ft perforados.

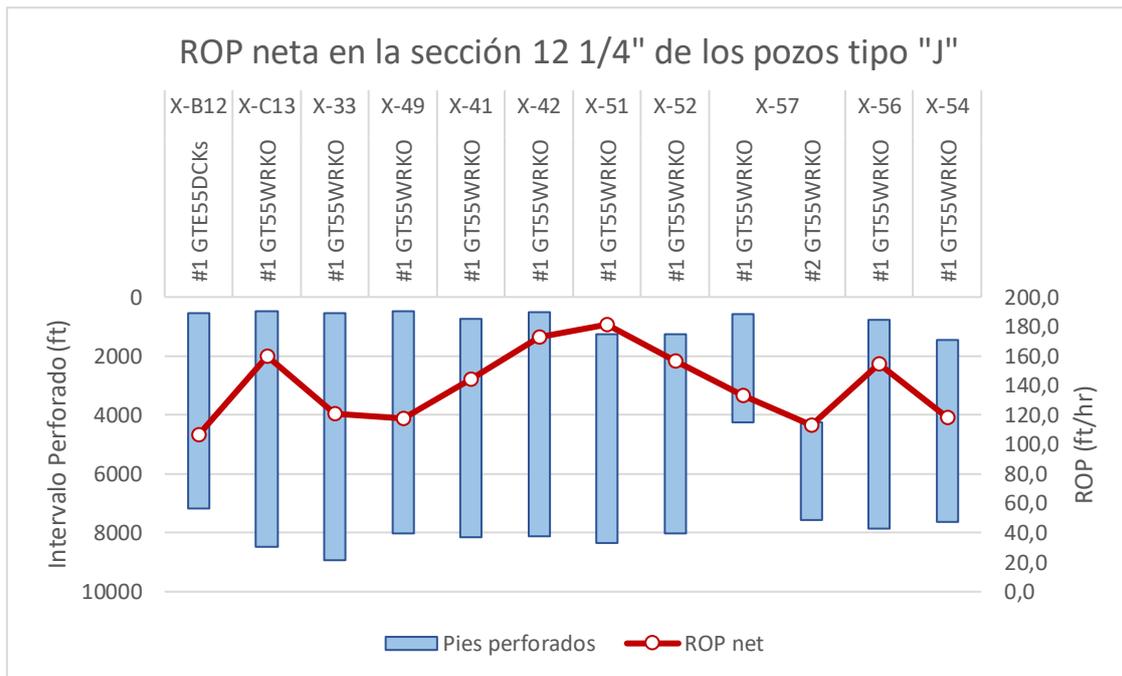


Figura 71 ROP en los pozos tipo "J"

Fuente: Halliburton Drill & Bits Services
Elaborado por: Elvis Mendoza

4.5.1 Resultados del análisis de la tasa de penetración

Como resultados más importantes en lo que concierne a la tasa de penetración, se destaca lo siguiente:

- El hecho que las brocas de modelo GT55WRKO sostienen una ROP uniforme en la realización de las secciones 12 ¼" en sus respectivos pozos, un rango que va desde los 171 a 180 ft/hr.
- Debido a que el pozo X-B2 es más profundo no se puede realizar comparaciones con otros pozos exceptuando al X-50, el cual se analizó el comportamiento cuando se atravesó el conglomerado superior.
- El pozo X-B2 presenta los valores más bajos de ROP entre los dos tipos de pozos, con un rango de 26 a 65 ft/hr, ofreciendo una ROP neta promedio de 45 ft/hr.

4.6 Análisis basado por la ubicación de los pozos en los cuadrantes

Para el análisis de los modelos de brocas se procede a la interpretación de las variables de perforación que estos pozos registraron en la construcción de la sección de 12 ¼ con broca PDC, para lo cual se toma en cuenta la ubicación de los pozos en los cuadrantes tal y como se presentaron en los spiders plots, la que nos confiere una visión de similitud en las zonas donde se perforaron estos pozos. A demás, de manera didáctica se

presenta un análisis general entre los pozos que se utilizaron los nuevos modelos de brocas con los antiguos.

4.6.1 Pozos verticales

Los pozos verticales a analizar se observan que su perforación inicia en distintos cuadrantes y mientras se va avanzando van cambiando de cuadrantes a excepción del pozo X-40 que inicia y termina su carrera en el cuadrante III. El hecho de que inician y terminan en diferentes cuadrantes no es factible una interpretación certera del desempeño en las brocas, además que el pozo X-B2 inicia su carrera a los 6367 pies, lo que representa que esta pozo perforó formaciones totalmente diferentes a los otros pozos que empezaron a perforarse en las formación del Terciario Indiferenciado, no obstante, se puede apreciar que el pozo X-40 y X-50 utilizan los nuevos modelos de brocas (GT55WRKO) y el pozo X-B2 y X-C3 utilizan los modelos antiguos, por lo que a partir de ello se puede realizar comparaciones en el desempeño entre los pozos sin tomar en cuenta el pozo X-B2.

Los pozos X-50 y X-40 utilizan modelos de broca con IADC M122 es decir, cuerpo de matriz para formación muy suave, con cortadores PDC de 13 mm de perfil corto, cinco cavidades para la inserción de boquillas y un área de desalojo de 36,04 pulgadas cuadradas a diferencia del X-C3 que utiliza un modelo de broca M323, cuerpo de matriz para formaciones suaves con cortadores PDC de 19 mm, un perfil de broca largo, un número de boquillas igual a ocho y un área de desalojo de 41,04 pulgadas cuadradas.

Estos pozos perforaron formaciones como el Terciario Indiferenciado, Orteguaza y Tiyuyacu, obteniéndose ROP netas de 224,44 ft/hr (X-C3); 139,6 ft/hr (X-40) y 171,3 ft/hr (X-50), estos pozos presentan WOB entre los 18 a 27 Klbs y caudales casi similares alrededor de 900 gpm. El pozo X-C2 y el X-40 tienen como fuente de poder RSS y la utilización de motor en el X-50. Se evidencia que en este tipo de pozos se tiene un mejor desempeño en el pozo X-C3 pese a tener utilizar un modelo de broca anterior al GTE55WRKO, cabe destacar que no es posible realizar más comparaciones debido a que no se tiene mayor información de este tipo de pozos, además de que el pozo X-50 fue perforado con dos brocas, por lo que no es factible un análisis en conjunto con los otros pozos al igual que el X-B2.

4.6.2 Pozos tipo “J”

Para el análisis de los pozos por cuadrantes se va analizar detenidamente cada uno de las variables y parámetros que intervinieron en la operación de perforación. Como anotación extra se tiene que el pozo X-B12, fue perforado con la broca GTE55DCKs, que es un modelo anterior al GT55WEKO, tal y como se lo había descrito, por lo que es

necesario empezar el análisis del cuadrante II para poder realizar la comparación tanto para los pozos que se encuentran en el mismo cuadrante y realizar una comparación entre modelos.

4.6.2.1 Cuadrante II

Para este cuadrante se tienen a los pozos X-B12 y X-42, en la cual se utilizan dos tipos de modelos de brocas, un modelo de prueba (GTE55DCKs) y el modelo mejorado (GT55WRKO), que difieren del material del cuerpo de la broca, ya que el X-B12 utiliza un cuerpo de acero y el X-42 utiliza un cuerpo de matriz.

Estos modelos se diferencian a la estructura que presentan una de hilera simple y otra con estructura de corte doble y controladores de profundidad R3, además de la utilización de cortadores de 13 y 16 mm, respectivamente. Presentan valores distintos de TFA (0,907 y 1,314 pulgadas cuadradas), debido a que el número de boquillas es menor en una unidad en la broca de acero que en las de cuerpo de matriz. Las fuentes de poder de estos pozos fueron Motor (90, 8 % pies perforados) para el X-B12 y RSS para el X-42 (100% pies perforados).

En los ensamblajes de fondo utilizados, se evidencia que el RSS no lleva un estabilizador de control que, a diferencia que en el ensamblaje con motor contiene un estabilizador de 11 $\frac{3}{4}$ " (ver Anexo V: BHA pozos tipo "J"). Se observa que el pozo X-42, presenta mayores valores de ROP (172,5 ft/hr), WOB (30,7 Klbs), variación de presión en la broca (1889,8 psi), torque (11,87-19,46 Klbs-ft) y un mayor flujo (1112,1 gpm) a diferencia del pozo X-B12 que presenta valores menores de ROP, WOB, variación de presión en la mecha, torque y caudal (106,5 ft/hr; 22, 80 Klbs; 574,73 psi; y 889,54 gpm respectivamente). En lo que respecta al fluido de perforación, se presentan valores similares en las propiedades por lo que no es determinante en el rendimiento de la broca.

De lo expuesto anteriormente se tiene que, con una mejor estructura de corte en el modelo de la broca, los controladores y las características de direccionabilidad, y ensamblaje de fondo proporcionaron un mayor rendimiento de la broca GT55WRKO, además de eso se debe recalcar que un buen manejo de parámetros en este caso del caudal usado es mayor, y por ende una mayor limpieza del hoyo provocando una mayor ROP en este pozo.

4.6.2.2 Cuadrante I

Para el cuadrante I se tienen los pozos X-C13 y el X-56, los cuales fueron perforados con un mismo modelo de broca (GT55WRKO; cuerpo de matriz para formaciones suaves con cortadores PDC de 13 mm de perfil corto, con 8 cavidades para boquillas y un área de desalojo de 41,03 pulgadas cuadradas). La broca usada en el pozo X-C13 presenta un TFA de 1,336 pulgadas cuadradas, mayor al TFA de 1,314 usado en el pozo X-56, esto se debe al arreglo de boquillas que tiene cada broca.

Se utilizan fuentes de poder distintas en ambos pozos Motor (90% de pies perforados) y RSS, respectivamente. Se registran ROP casi similares (159,9-154,8 ft/hr), en las que se aplicaron WOB de 29, 53 Klbs en el X-C13 y 32,55 Klbs en el X-56, valores que son casi similares. En cuestión de densidad del fluido se evidencian densidades de 9,34 y 9,41 ppg respectivamente, pero en lo que sí se diferencian es que se utilizó un galonaje menor de 1043 gpm en el X-C13, a comparación del X-56 que se utilizó 1144,5 gpm.

En cuanto al fluido de perforación se presenta un YP de 6,83 para el X-C13 y de 8,46 para el X-56. Visualizando Anexo V-BHA X-56 se evidencia que el pozo X-56 no presenta un estabilizador de control (solo cuenta con un estabilizador que viene con la herramienta RSS) a diferencia del pozo X-C13. Entre estos dos pozos se puede interpretar que la utilización de RSS como fuente de poder es determinante para una buena calidad de hoyo y por ende una mayor ROP.

Los pozos X-C13 y X-56 como ya se mencionó ocupan un mismo modelo de broca GT55WRKO, a diferencia del pozo X-B12, al momento de compararlos, claramente se aprecia que el modelo mejorado, permite el manejo de mejores parámetros de control en la broca, por ende, estos pozos registran mejores ROP (se evidencia un incremento aproximado de ROP del 45-50%).

4.6.2.3 Cuadrante III

Dentro del cuadrante III, tenemos los pozos X-33, X-54 y el X-51, como característica principal de estos pozos es que fueron perforados con el modelo de broca GT55WRKO, que presentan cortadores de 13 y 16 mm en su estructura de corte, presentan 8 cavidades para insertar boquillas y un área de desalojo de 41,03 pulgadas cuadradas. Estos pozos perforaron las formaciones del Terciario indiferenciado, Orteguzza, Tiyuyacu, conglomerado superior e inferior hasta llegar a su TD para su posterior extracción.

En cuanto a la carrera más larga realizada, le pertenece al pozo X-33 con 8378 pies perforados, seguido por el X-51 (7096 ft) y el X-54 (6154 ft), se evidencia que el pozo X-33, la cual inicia la perforación a los 555 ft mientras que el X-51 y X-54 inician a una profundidad de 1253 y 1465 pies respectivamente. El X-33 presenta un TFA menor (0,773 in²) comparación de los otros dos restantes (1,314 in²).

El X-54 utilizó RSS (por lo que en su BHA no tiene un estabilizador de control para su perforación), mientras que el X-51 y X-33 se utilizó Motor (contando con un estabilizador a una distancia de la broca de 39 ft. y 33 ft. correspondientemente). La mayor ROP registrada entre estos 3 pozos la presenta el X-51 con 181,3 ft/hr, seguido de valores casi similares de ROP para los pozos X-33 y X-54 (121 ft/hr y 118,3 ft/hr), pese a que se utilizaron distintos tipos de fuentes de poder.

Se observa que el pozo X-54 permitió un mayor WOB (33.1 Klbs) seguido por valores de WOB de 29,77 Klbs para el X-51 y 120,9 Klbs para el X-33. El galonaje máximo permitido entre estos pozos es de 114,33 gpm en el pozo X-54, este resultado se puede asociar con el uso de RSS, ya que en el cuadrante I y II se evidencia que se tienen mayores caudales con el uso de esta herramienta.

En lo que respecta a las propiedades del fluido, entre los pozos analizados en este cuadrante muestran que se trabajaron con densidades similares (entre 9,5 a 9,7 ppg) y FV de similares cantidades (entre 31,4 – 32 segundos). Se aprecia un YP menor en el pozo X-51 en comparación a los otros dos pozos. También se evidencia un HSI de 2,9 menor a los registrados en los pozos X-33 y X-54 (se observan valores de 4,4 y 3,5).

Los pozos X-33, X-51 y X-54, en comparación con el pozo X-B12 claramente se evidencia un incremento de ROP (13 %, 70% y 11% respectivamente, con respecto al X-B12). Se observa que existe un mayor manejo de parámetros por el uso de RSS, lo que permite un mayor caudal, y la utilización de un modelo con una estructura de corte de doble hilera de cortadores tecnología descrita con anterioridad mejoran la eficiencia de la broca.

4.6.2.4 Cuadrante IV

Para el cuadrante IV se tienen los pozos X-49, X-41, X-52 y X-57, los cuales fueron perforados con el modelo de broca GT55WRKO, de IADC M122, que presentan cortadores de 13 y 16 mm y una estructura de perfil corto, con 8 orificios para los jets y con área de desalojo de 41,03 pulgadas cuadradas, Se utilizó como fuente de poder Motor (para el X-49 y X-52) y RSS (para el X-57 y X-41). Estos pozos perforaron las

formaciones TI, Orteguzza, Tiyuyacu, conglomerado superior e inferior en una sola carrera a excepción del X-57 que la realizó con dos brocas del mismo modelo (primera extracción debido a falla del RSS a 4244 pies).

Se visualiza que la mayor ROP registrada fue la del pozo X-52, seguido por el X-41, el X-57 y el X-49 (144,2 ft/hr; 133 ft/hr; 117,6 ft/hr). En cuanto al WOB todos los pozos presentan valores similares (superiores a 25 Klbs), a excepción del pozo X-49 que presenta un WPB de 15 Klbs. Se aprecia que el X-49 es el pozo que presenta los menores parámetros, como por ejemplo el caudal usado y el diferencial de presión, en comparación a los otros pozos que presentan valores de hasta 1126 gpm (caudal del pozo X.57) y diferenciales de presión de hasta 1734 psi (pozo X-52). Con lo que podemos encontrar una relación de que, a mayor diferencial de presión en la mecha, se pueden alcanzar mayores valores de ROP.

En lo que respecta al lodo de perforación, los pozos presentan densidades muy similares (9,47 ppg). El X-49 presenta el menor PV de todos (con 3,17 CP), en paralelo con el X-49 que presenta un mayor PV de 8,32 CP, también este pozo presenta un YP de 9,08 lbs/100ft², superior a los demás que registran valores de 7,34; y 4,25 (X-52 y X-49). No se toman en cuenta los valores presentados en el X-57 debido a que este pozo se lo perforó con dos brocas por lo que no es posible relacionar los valores presentados de los pozos que realizaron la carrera en una sola corrida.

Ahora bien, los pozos del cuadrante IV, en comparación del al pozo X-B12, se evidencia que, como en los demás cuadrantes, la broca GT55WRKO, presenta mejores valores de ROP, WOB, ΔP en la broca y caudal, superando hasta en un 46% la ROP del X-B12, por lo que se puede aludir, que debido a la estructura de corte, la mayor cantidad de cortadores PDC, la matriz del cuerpo de la broca entre otras características antes mencionadas, son aspectos que influyen en el mejoramiento de los parámetros de perforación.

Capítulo V

5 Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

- Las brocas PDC: MME56D, MMD56M, GTE55WRKO y GT55DCKs son aptas para la perforación de las formaciones presentes en la Cuenca Oriente según la calificación IADC obtenidas en este estudio, pese a esto, existen brocas que reportan altos desgastes, por lo que estructuralmente no resisten la dureza y abrasividad de la formación o los parámetros operacionales no son los adecuados.
- Según el análisis realizado, prevalece el uso de la broca PDC GTE55WRKO sobre los demás modelos presentados, el uso de cortadores de 16 mm en este modelo demostró tener mayor resistencia y durabilidad al atravesar diferentes formaciones de compresibilidad y dureza variable, sin limitar la rata de penetración.
- la broca de código IADC M122, logra perforar la sección intermedia, esto lo logra por las características adicionales que evitan el desgaste temprano, tanto para los conglomerados como para las demás formaciones mencionadas en esta sección. Estas características son una disposición “STEGA™”, cortadores “GeoMetrix 4D”, cortadores de forma “Machete™”, controlares de profundidad denominados “R3” y un cuerpo de matriz mejorado denominado “Geotech™”.
- El análisis refleja que para la obtención de mejores resultados en la perforación intermedia se debe utilizar la broca M122 en conjunto con parámetros recomendados de control: 700-750 GPM; 40 RPM, 5-15 Klbs de WOB, la ROP variable de acuerdo al peso sobre la broca aplicado, el control se lo debe hacer 2 pies TVD antes de la prognosis establecido por geología y 10-15 pies TVD después de la prognosis. También la utilización de parámetros de perforación durante la sección de: 10-30 WOB, 50-80 RPM, 900-930 GPM para Tiyuyacu y Tena; 5-15 WOB, 40 RPM, 650-680 GPM para el Conglomerado Superior e Inferior.
- El mejoramiento en la aplicación de los parámetros de perforación y desarrollo de nuevos modelos de brocas propician que solo se utilice una broca PDC por sección. No obstante usar un número menor de brocas por sección no significa menores tiempos de perforación, es así que se evidencian pozos cuyas secciones se perforan con una broca, pero de manera global resulta ser

inadecuada ya que se dedica mayor tiempo en el control de parámetros. Por lo que en ciertas situaciones el uso de dos o más brocas es necesario.

5.2 Recomendaciones

- En el proceso de recolección de información es necesario que los reportes, bit records, masters logs etc. cuenten con información clara, detallada y verídica de cada una de las operaciones efectuadas en el momento de la perforación de pozos.
- La supervisión de los parámetros de perforación es vital para evitar problemas en la operación, cambios bruscos en estos parámetros son indicadores de problemas en los cortadores o se está generando algún tipo de desviación en la trayectoria del pozo, probando caídas de ROP.
- Para poder atravesar la formación Tiyuyacu con brocas PDC 12 ¼" es recomendable contar un peso considerable sobre la broca (15-20), además de bajas RPM (40-50) y un caudal de 800 gpm una vez llegado al conglomerado debido a las características de dureza y abrasividad que presenta esta formación.
- En el cambio de sección de 16" a 12 ¼" se recomienda comenzar con mínimos parámetros para que la broca se acople al anterior patrón de perforación y que genere su nuevo patrón para que pueda continuar la perforación con la mejor eficiencia.
- En caso de presentarse vibraciones en superficie se deben controlar las RPM, si estas vibraciones no desaparecen se debe levantar la sarta unos pies y reanudar la perforación.
- Ensamblajes de fondo confiables y adecuados, junto taladros de perforación en buenas condiciones ayudarán a la ejecución efectiva de los programas propuestos de perforación, de esta manera se evitarán viajes innecesarios y el control innecesario de parámetros
- No es recomendable el uso de brocas MME56D, debido a que presentan mayores desgastes en la estructura, por lo que es recomendable utilizarlos en trabajos de reacondicionamiento.

Referencias Bibliográficas

- Åge, K., & Thoresen, K. (marzo de 2018). *Improving Surface WOB Accuracy*. Obtenido de Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Fort Worth, Texas, USA: <https://bvirtual.epn.edu.ec:2069/10.2118/189601-MS>
- ARCH. (2018). *Coordinación de control Técnico de Exploración y Eplotación de Hidrocarburos y Gas Natural*. Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Institut français d'études andines.
- Baker Hughes. (2008). *Drill Bit Foundation A comprehensive introduction to drill bits*. Houston: Global Training.
- Baker Hughes. (2012). IADC Dull Grading System for Fixed Cutter Bits. En *Advancing Reservoir Performance* (pág. 2). Baker Hughes Incorporated.
- Brandon, B., Cerkovnik, J., Koskie, E., Bayoud, B., Colston, F., Clayton, R., . . . Niemi, R. (1992). Development of a New IADC Fixed Cutter Drill Bit Classification System." Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference. *SPE*, 841-850.
- Brett, J. F. (1990). *Bit Whirl - A New Theory of PDC Bit Failure*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/19571-PA>
- Calispa, C., & Villegas, F. (2013). *Ánàlisis técnico para la optimización de los parámetros y variables de perforación en la Cuenca Oriente. Tesis de grado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Obtenido de Universidad Central del Ecuador; : <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/1247/1/T-UCE-0012-242.pdf>
- Castro, E. A. (2017). Simulación del campo MDC para Evaluar la Recuperación Mejorada por Inyección de Agua. *Trabajo de Titulación*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Cevallos, A. (2019). Programa de Perforación y Brocas. *DOS Programa de Perforación y Brocas*. Halliburton, Quito.
- Chamorro, J. D., & Salas, D. J. (2016). Estudio Técnico para la optimización del sistema de levantamiento artificial por BES en el campo MDC. *Trabajo de titulación técnico experimental*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Chávez, D. A., & Ñungo, L. A. (julio de 2018). *Repositorio Universidad América*. Obtenido de Evaluación técnico-financiero de la implementación de brocas policristalinas con el cuerpo de acero en la sección de 8 1/2 pulgadas en dos pozos del campo acordeonero: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6808/1/5101425-2018-2-IP.pdf>
- Chiriboga, J. (octubre de 2007). Propuesta de Explotación y Manejo de Crudos Pesados Petroproducción, Campo Oglan. *Tesis para Magister en alta Gerencia*. Instituto de Altos Estudios Nacionales, Quito. Obtenido de <https://repositorio.iaen.edu.ec/bitstream/handle/24000/76/IAEN-011-2007.pdf;jsessionid=483DBD642B7F702BA19EA47DBDF93021?sequence=1>
- Cortés, P. (2021). Pozos Petroleros. *EPMEX*.

- Drill Bit & Services Halliburton . (2014). *Hidráulica de Mechadoras de Perforación* . Houston: Halliburton Latin America.
- Drilling Manual. (2017). IADC code for PDC & classification chart. *Drilling Manual*, 5-6.
- Espín, E. M., & Barragán, J. S. (2014). *Evaluación de Resultados de la Inyección de Agua Caso: MDC; Arena U inferior y T inferior*. Quito.
- Galágarra, D. (2014). Estudio para incrementar la producción de los pozos que fluyen a la estación Sacha Norte-2 mediante análisis nodal. *Tesis de grado*. Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7174>
- Groover, M. (1997). Fundamentos de manufactura Moderna. En *Fundamentos de manufactura moderna* (págs. 583-584).
- Guaminga, C. P. (junio de 2019). Estudio Técnico de Reservorio para la Ampliación de la Inyección de agua en la arena U inferior del campo MDC. *Trabajo de Titulación*. Escuela Politécnica Nacional, Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20279>
- Halliburton. (2015). Advanced Design Theory-PDC cutters. *Manual de perforación* . Halliburton, Houston.
- Halliburton. (2015). Drilling Slope / Depth of Cut. *Advanced Design Theory- Drilling Slope / Depth of Cut control*. Halliburton, Houston.
- Halliburton. (2016). Advance design theory. En *Cutter profile* (pág. 12). HOUSTON: HALLIBURTON.
- Halliburton. (2017). *Drilling Fluids and Hydraulics*. Houston: Halliburton Latin America.
- Halliburton. (2018). *Directional Drilling Concepts*. Houston.
- Halliburton. (2019). *Fixed cutter drill bits for any application*. Obtenido de GeoTech® Drill Bits for High-Energy Applications Data Sheet: <https://www.halliburton.com/en/products/geotech-fixed-cutter-drill-bits>
- Halliburton. (2019). *Fixed cutter drill bits for any application - Geometrix™ 4D Shaped Cutters* . Obtenido de Geometrix™ 4D Shaped Cutters Data Sheet: <https://www.halliburton.com/en/products/geometrix-4d-shaped-cutters>
- Halliburton. (2021). *AEC BASICS DRILL BITS*. HOUSTON.
- Halliburton Drill Bits & Services. (2018). *Drill Bit Handbook*. Houston: U.S.A.
- Halliburton Latin America. (2014). *Sistema de Clasificación IADC para barrenas PDC*. Houston.
- HDBS Latin America. (2016). Programa de brocas Drill Bits Design of Service. En E. García, *HDBS field information* (pág. 2). Coca.
- Herramientas para el trabajo. (s.f.). *Herramientas para el trabajo* .
- Hughes Christensen. (1998). IADC Dull Grading System For Fixed Cutter Bits. En *IADC Dull Grading System Chart* (págs. 4-5).
- IADC. (2000). IADC Drilling Manual. En *Bit Classification and Grading* (pág. 24). Houston: Technical Toolboxes.

- Jain, J. R., Ricks, G., Baxter, B., Vempati, C., Peters, V., Bilen, J. M., . . . Stibbe, H. (2016). A Step Change in Drill-Bit Technology With Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits. *SPE Drilling & Completion*, 286-287.
- La Comunidad Petrolera. (24 de enero de 2009). *Tipos de Pozos Direccionales*. Obtenido de La Comunidad Petrolera: <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tipos-de-pozos-direccionales.html>
- Matos, M. R., Bobrovnitshi , G. S., Dias, C. A., Guimaraes, R. S., Plácido, R. C., & Filgueira, M. (2009). Estudio do desgaste de cortadores PDC (Polycrystalline Diamond). *Revista Matéria*, 758.
- Pain, D. D., Jhonson, E. T., Byers, R. H., & Vader, E. R. (22 de septiembre de 1985). *Drilling Whit PDC Bits on Rotary*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/14384-MS>
- PetroBlogger.com. (2022). *Pozos Direccionales Tipo "J"*. Obtenido de PetroBlogger.com: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/pozos-direccionales-tipo-j/>
- Petroenergía. (25 de Marzo de 2021). *Enap Ecuador invertirá USD 40 millones adicionales para incrementar la producción del Bloque 46* . Obtenido de <https://www.petroenergia.info/post/enap-ecuador-invertir%C3%A1-usd-40-millones-adicionales-para-incrementar-la-producci%C3%B3n-en-el-bloque-46>
- Ramos , J. L. (julio de 2011). Estado del arte de las brocas de perforación. *Universidad de Américas*, 4, 104. Obtenido de <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/784/1/1034302975-2011-2-IP.pdf>
- Riofrío , A. (2014). Estudio técnico económico previo a la implementación de un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua en un campo, ubicado en el bloque 47 del oriente ecuatoriano. *Tesis de grado*. Universidad Tecnológica Equinoccial, Quito. Obtenido de https://node2.123dok.com/dt02pdf/123dok_es/000/810/810926.pdf.pdf?X-Amz-Content-Sha256=UNSIGNED-PAYLOAD&X-Amz-Algorithm=AWS4-HMAC-SHA256&X-Amz-Credential=aa5vJ7sqx6H8Hq4u%2F20220114%2F%2Fs3%2Faws4_request&X-Amz-Date=20220114T183505Z&X-Amz-SignedHeaders=ho
- Rodríguez , J., Castro, L., & del Real, J. C. (2012). Procesos Industriales para materiales metálicos. En *Procesos industriales para materiales metálicos* (págs. 584-585). Madrid, España: VISION LIBROS.
- Salia, W. (2019). *BHA Desing*. Houston.
- Scott, D. E. (enero de 2006). *The History and Impact of Synthetic Diamond Cutters and Diamond Enhanced Inserts on the Oil and Gas Industry*. Obtenido de PDC-GURO: http://www.pdc-guru.com/uploads/2/8/7/9/2879895/daw_d-scott_history-and-impact-of-synthetic-diamond-cutters-in-og.pdf#:~:text=The%20PDC%20cutter%20for%20oil%20and%20gas%20drill,su perabrasives%20industry%20as%20well%20as%20the%20bit%20industry.
- SPE-Petrowiki. (8 de agosto de 2008). *Petrowiki*. Obtenido de Brocas PDC: https://petrowiki.spe.org/PDC_drill_bits

- Sperry Sun. (1997). Drill Bit Dull Grading and Evaluation. En S.-S. C. Department, *Skill Builder Directional Drilling* (págs. 33-51). Houston: Halliburton Co.
- Ullah, S., Ruzhnikov, A., Siddik, S., Sizov, M., & Abdulqawi, A. (marzo de 2021). *Drill Bits Evolution in Lump-Sum Turnkey Project Delivers Up to 70 Percent ROP Improvement*. Obtenido de Paper presented at the International Petroleum Technology Conference: <https://bvirtual.epn.edu.ec:2069/10.2523/IPTC-21173-MS>
- Ulterra Drilling Technologies. (2020). *PDC Drill Bits Reference Guide*. Ulterra.
- Urdaneta, J. (10 de junio de 2018). *Perforación de Pozos Horizontales*. Obtenido de [linkedin.com/pulse/perforaci3n-de-pozos-horizontales-jhoan-jos3-urdaneta/?originalSubdomain=es](https://www.linkedin.com/pulse/perforaci3n-de-pozos-horizontales-jhoan-jos3-urdaneta/?originalSubdomain=es)
- Vázquez, A., & López, V. (2010). Análisis Técnico Económico de Pozos Multilaterales vs Pozos Convencionales. *Tesis de grado*. Universidad Autónoma de México, México. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/1316/1/Tesis.pdf>
- Yanez, E. (2013). Optimización de trayectorias direccionales de alta tasa de construcción, para pozos horizontales, mediante la aplicación de sistemas de rotación continua. Bloque 16- Octubre 2013. *Tesis de grado*. Universidad Central del Ecuador, Quito. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/2101>
- Zha, Y., Ramsay, S., & Son, P. (September de 2018). *Real time surface data driven WOB estimation and control*. Obtenido de Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition.: <https://bvirtual.epn.edu.ec:2069/10.2118/191723-MS>

Anexos

Anexo I
Hojas técnicas de brocas

Product Specifications

Cutter Type		Select Cutter		
IADC Code		M323		
Body Type		MATRIX		
Total Cutter Count		80		
Cutter Distribution		<u>13 mm</u>	<u>16 mm</u>	<u>19 mm</u>
	Face	0	10	44
	Gauge	5	16	0
	Back Ream	5	0	0
Number of Large Nozzles		8		
Junk Slot Area (Sq in)		33.06		
Normalized Face Volume		52.11%		
API Connection		6 5/8 REG. PIN		
Recommended Make-Up Torque*		37,119 – 43,525 Ft*lbs		
Nominal Dimensions**				
	Make-Up Face to Nose	11.97 in 304 mm		
	Gauge Length	3 in 76 mm		
	Shank Diameter	8.75 in 222 mm		
Break Out Plate (Mat.#/Legacy#)		181958 / 44071		
Approximate Shipping Weight		430 Lbs. / 195 Kg.		

MegaForce TM



Material # 890438

Special Features

- Dual Row Cutting Structure
- EDL Tool Specific Gauge
- Multi Level Force Balancing
- PDC Domes on Gauge Pads
- Smaller Cone Cutters
- Short Shank
- Round TSP on Gauge Pads

*Bit specific recommended make-up torque is a function of the bit I.D. and actual bit sub O.D. utilized as specified in API RP7G Section A.9.2.
 **Design dimensions are nominal and may vary slightly on manufactured product. Halliburton Drill Bits and Services models are continuously reviewed and refined. Product specifications may change without notice.
 © 2022 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale.

Product Specifications

Cutter Type				Select Cutter	
IADC Code					M224
Body Type					MATRIX
Total Cutter Count					52
Cutter Distribution		<u>13 mm</u>	<u>16 mm</u>	<u>19 mm</u>	
	Face	0	5	26	
	Gauge	16	0	0	
	Up Drill	5	0	0	
Number of Large Nozzles					5
Junk Slot Area (Sq in)					36.04
Normalized Face Volume					45.6%
API Connection					6 5/8 REG. PIN
Recommended Make-Up Torque*					37,119 – 43,525 Ft*lbs
Nominal Dimensions**					
	Make-Up Face to Nose				13.11 in 333 mm
	Gauge Length				3 in 76 mm
	Shank Diameter				8.75 in 222 mm
Break Out Plate (Mat.#/Legacy#)					181958 / 44071
Approximate Shipping Weight					430 Lbs. / 195 Kg.

Special Features

- Shyfter™ M2 Passive Element
- Impact Arrestors
- Smaller Cone Cutters
- Short Shank
- Combo Cutters on Gauge Pads
- Radius Hex TSP on Gauge Pads

MegaForce™



Material # 766239

*Bit specific recommended make-up torque is a function of the bit I.D. and actual bit sub O.D. utilized as specified in API RP7G Section A.9.2.

**Design dimensions are nominal and may vary slightly on manufactured product. Halliburton Drill Bits and Services models are continuously reviewed and refined. Product specifications may change without notice.
© 2022 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale.

Product Specifications

Cutter Type		GeoTech
IADC Code		S223
Body Type		STEEL
Total Cutter Count		71
Cutter Distribution		<u>16 mm</u>
	Face Gauge	61
		10
Number of Large Nozzles		7
Junk Slot Area (Sq in)		41.54
Normalized Face Volume		59.15%
API Connection		6 5/8 REG. PIN
Recommended Make-Up Torque*		37,119 – 43,525 Ft*lbs
Nominal Dimensions**		
Make-Up Face to Nose		13.86 in 352 mm
Gauge Length		3 in 76 mm
Shank Diameter		7.75 in 197 mm
Break Out Plate (Mat.#/Legacy#)		181958 / 44071
Approximate Shipping Weight		330 Lbs. / 150 Kg.

GeoTech®



Material # 1071258

Special Features

- Shyfter™ M1 Passive Element
- Dual Row Cutting Structure
- EDL Tool Specific Gauge
- Geometrix™ 4D Shaped Cutters - Machete™
- GeoTech Hardfacing
- PDC Domes on Gauge Pads
- Short Shank
- Stega™ Efficient Backup Cutter Layout

*Bit specific recommended make-up torque is a function of the bit I.D. and actual bit sub O.D. utilized as specified in API RP7G Section A.9.2.

**Design dimensions are nominal and may vary slightly on manufactured product. Halliburton Drill Bits and Services models are continuously reviewed and refined. Product specifications may change without notice.

© 2022 Halliburton. All rights reserved. Sales of Halliburton products and services will be in accord solely with the terms and conditions contained in the contract between Halliburton and the customer that is applicable to the sale.

Product Specifications

Cutter Type			GeoTech
IADC Code			M122
Body Type			MATRIX
Total Cutter Count			55
Cutter Distribution	<u>13 mm</u>	<u>16 mm</u>	
	Face	9	33
	Gauge	4	4
	Up Drill	5	0
Number of Large Nozzles			8
Junk Slot Area (Sq in)			41.03
Normalized Face Volume			61.47%
API Connection			6 5/8 REG. PIN
Recommended Make-Up Torque*			37,119 – 43,525 Ft*lbs
Nominal Dimensions**			
	Make-Up Face to Nose	13.71 in 348 mm	
	Gauge Length	3 in 76 mm	
	Shank Diameter	8.75 in 222 mm	
Break Out Plate (Mat.#/Legacy#)			181955 / 44050
Approximate Shipping Weight			420 Lbs. / 191 Kg.

GeoTech®



Material # 1111097

Special Features

- 1/16" Relieved Gauge
- Dual Row Cutting Structure
- Geometrix™ 4D Shaped Cutters - Hatchet™
- Impact Arrestors
- Cerebro™ Bit Data Capable
- PDC Domes on Gauge Pads
- Shyfter™ R4 Active Element
- Stega™ Efficient Backup Cutter Layout
- Radius Hex TSP on Gauge Pads
- Up-Drill Cutters on Gauge Pads

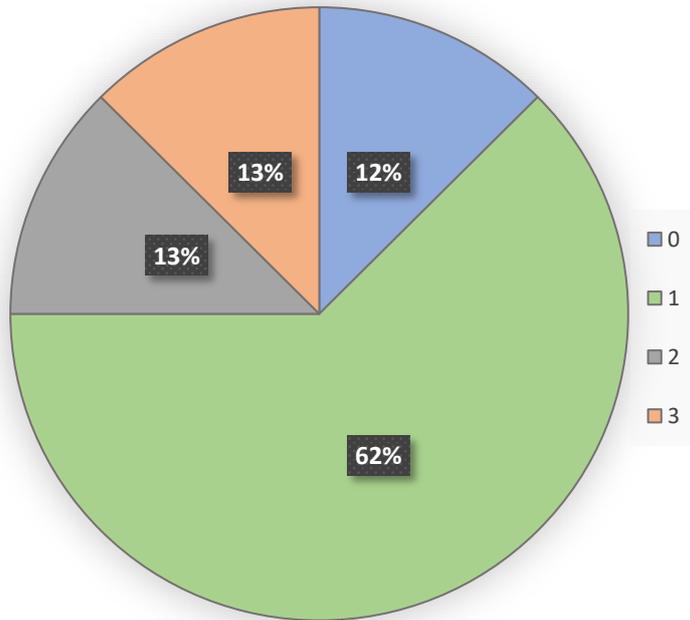
*Bit specific recommended make-up torque is a function of the bit I.D. and actual bit sub O.D. utilized as specified in API RP7G Section A.9.2.

**Design dimensions are nominal and may vary slightly on manufactured product. Halliburton Drill Bits and Services models are continuously reviewed and refined. Product specifications may change without notice.

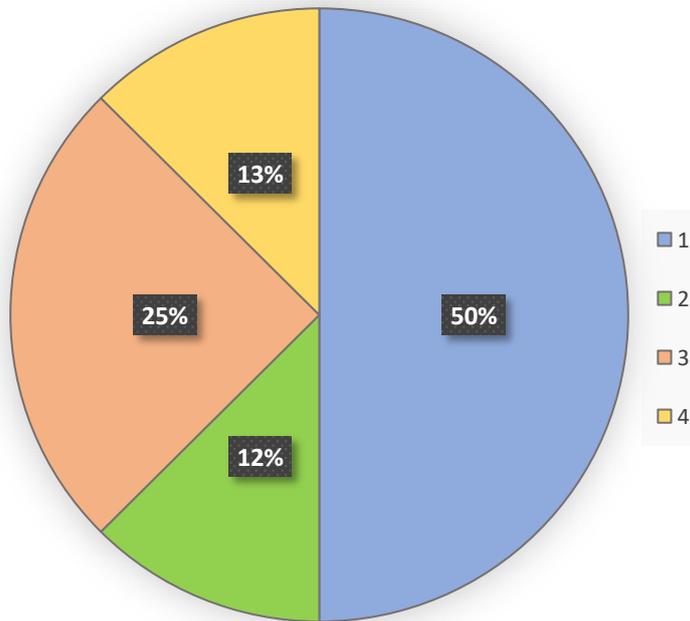
Anexo II

Desgaste de brocas usadas en pozos verticales

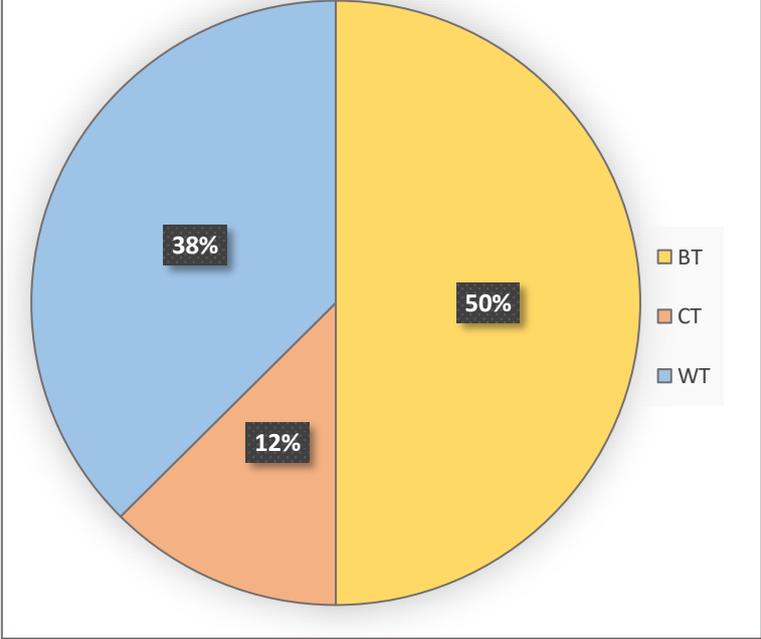
Inner Cutting Structure



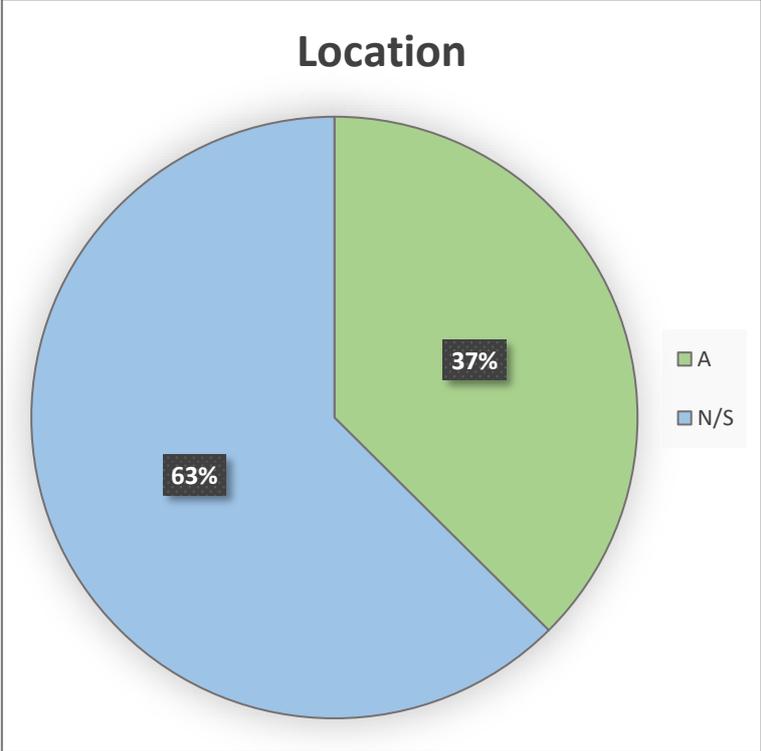
Outer Cutting Structure

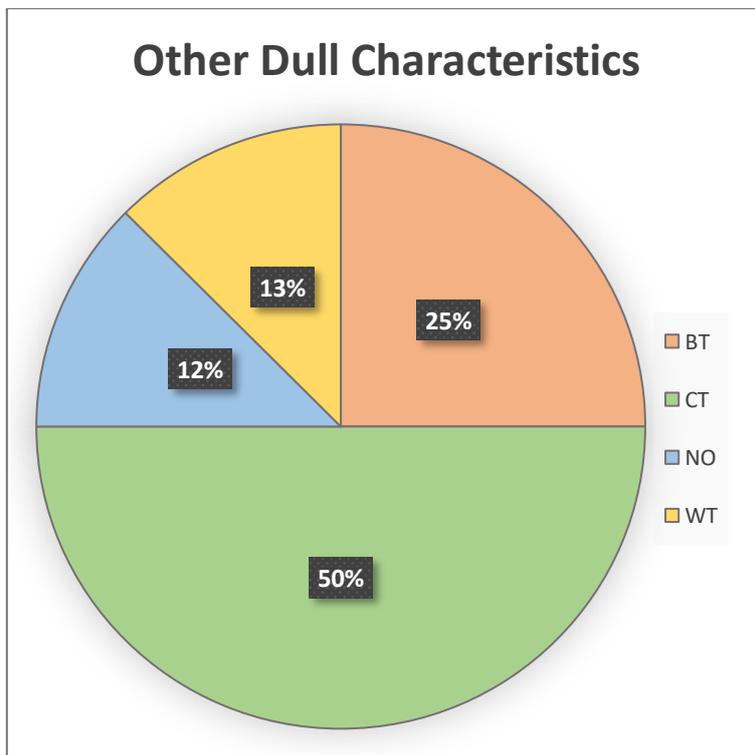
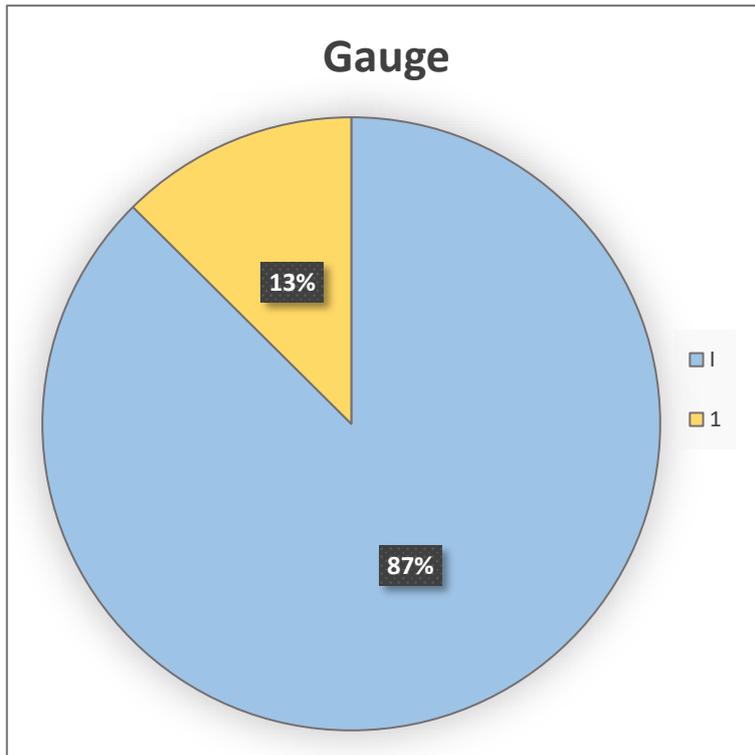


Dull Charracteristics

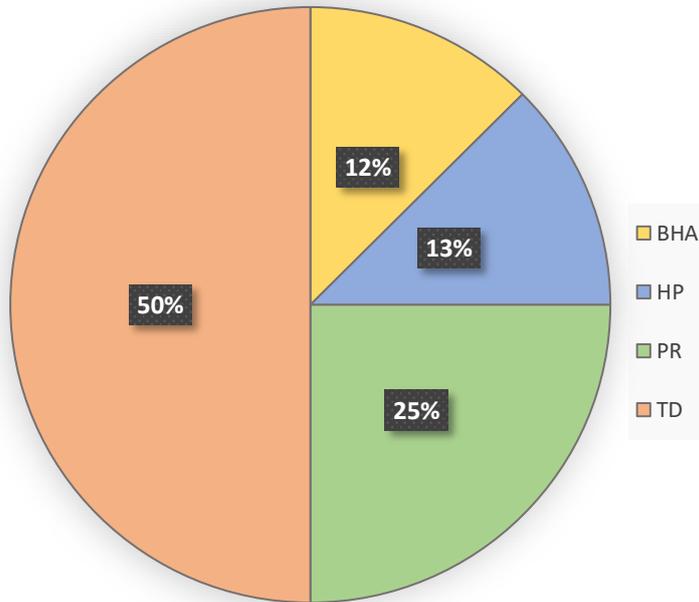


Location





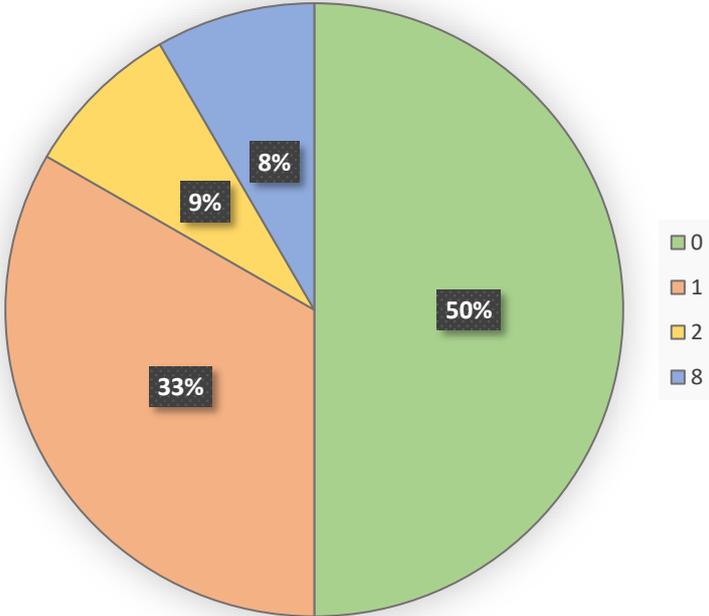
Reason Pulled



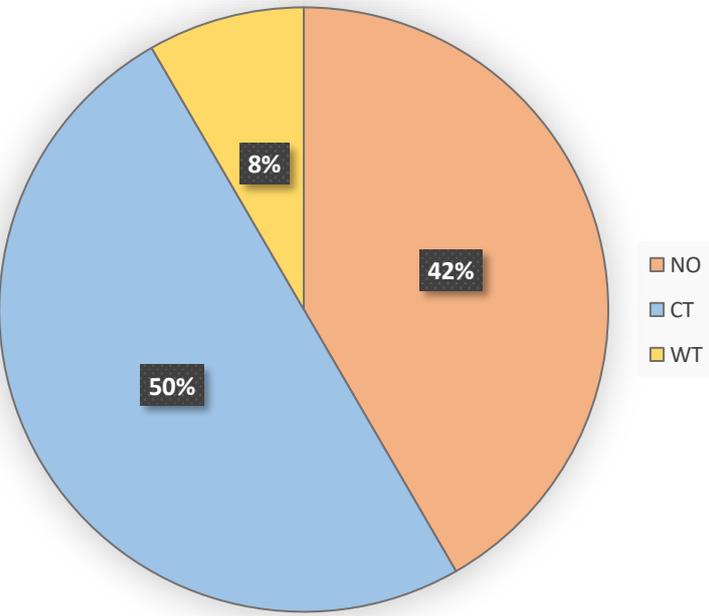
Anexo III

Desgaste de brocas usadas en pozos tipo “J”

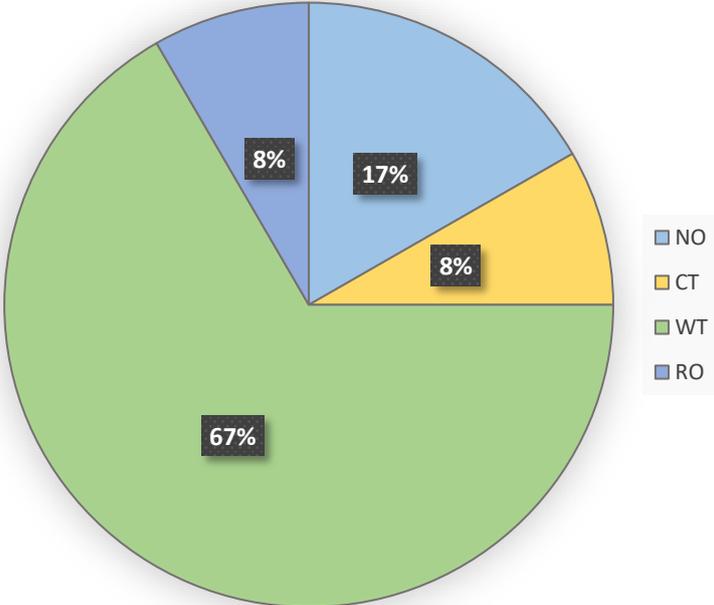
Inner Cutting Structure



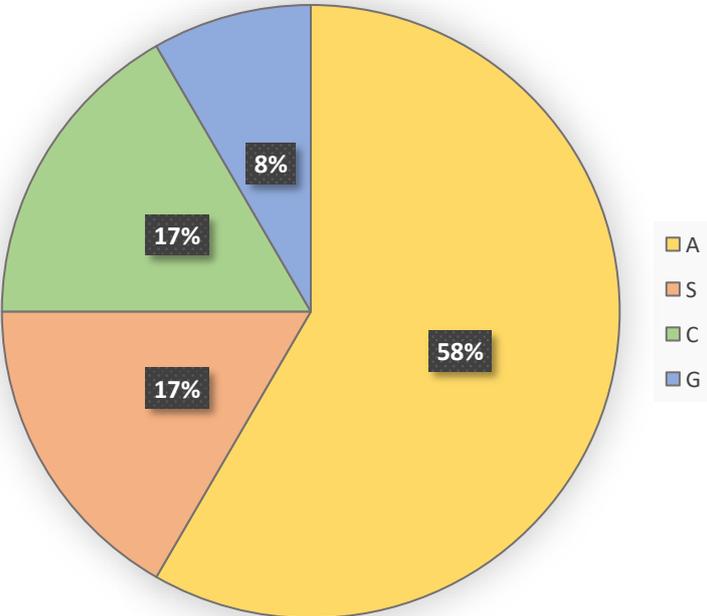
Outer Cutting Structure

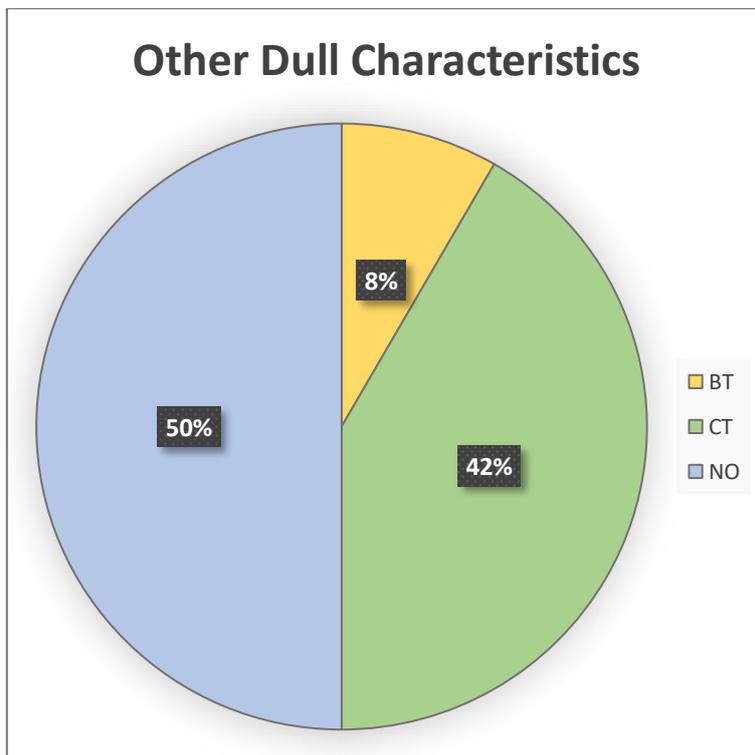
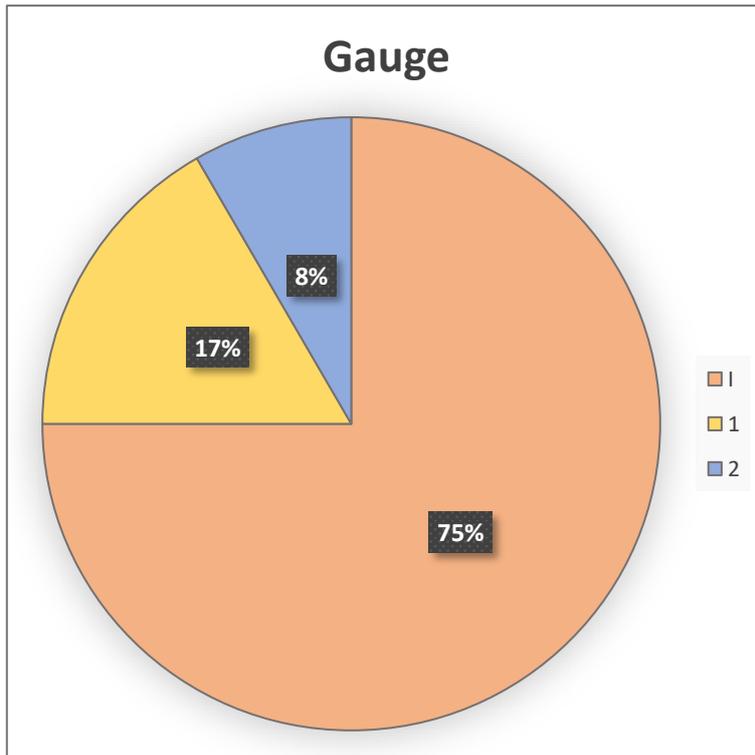


Dull Charracteristics

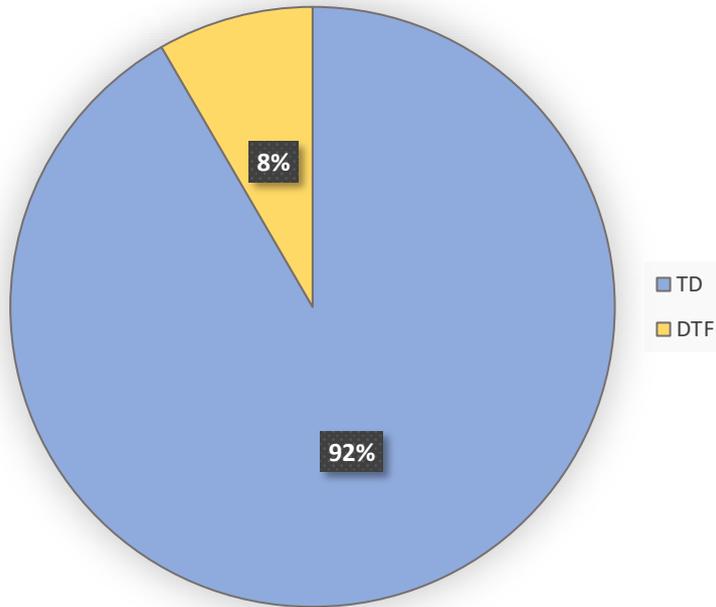


Location





Reason Pulled



Anexo IV
BHA pozos verticales

BHA X-B2

BHA No: 3			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	8,000	3,000	0,91
8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg w/ Rotor jet	8,000	5,250	26,21
8" Flex Float Sub w/ Float Valve	8,000	3,000	4,07
12 1/8" GDR	8,260	3,000	8,06
8" HOC	8,150	3,250	32,35
(3) x 8 1/4" Drill Collar	8,25	2,81	90,84
X-Over Sub 6 5/8" REG (P) x 4 1/2" IF (B)	7,25	2,88	2,67
(3) x 6 1/2" Drill Collar	6,50	2,81	91,06
(32) x 5" HWDP	5,00	3,00	973,39
6 1/2" Drilling Jar	6,50	3,00	31,70
(3) x 5" HWDP	5,00	3,00	90,83
X-Over Sub 4 1/2" IF (P) x HT55 (B)	6,50	3,00	1,43
Longitud BHA (ft):			1353,52
BHA No: 4			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	8,000	3,000	0,99
8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg w/ Rotor jet	8,000	5,250	26,21
8" Flex Float Sub w/ Float Valve	8,000	3,000	4,07
12 1/8" GDR	8,260	3,000	8,06
8" HOC	8,150	3,250	32,35
(3) x 8 1/4" Drill Collar	8,25	2,81	90,84
X-Over Sub 6 5/8" REG (P) x 4 1/2" IF (B)	7,25	2,88	2,67
(3) x 6 1/2" Drill Collar	6,50	2,81	91,06
(32) x 5" HWDP	5,00	3,00	973,39
6 1/2" Drilling Jar	6,50	3,00	31,30
(3) x 5" HWDP	5,00	3,00	90,83
X-Over Sub 4 1/2" IF (P) x HT55 (B)	6,50	3,00	1,43
Longitud BHA (ft):			1353,20

BHA No: 5			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	8,000	3,000	0,99
8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg - BH 1.15 deg	8,000	5,250	26,24
8" Flex Float Sub w/ Float Valve	8,000	3,000	4,03
12" Integral Blade Stabilizer	8,020	2,938	7,66
8" HOC	7,980	4,015	32,35
(3) x 8 1/4" Drill Collar	8,25	2,81	90,84
X-Over Sub 6 5/8" REG (P) x 4 1/2" IF (B)	7,25	2,88	2,67
(3) x 6 1/2" Drill Collar	6,50	2,81	91,06
(32) x 5" HWDP	5,00	3,00	973,39
6 1/2" Drilling Jar	6,50	2,75	31,30
(3) x 5" HWDP	5,00	3,00	90,83
X-Over Sub 4 1/2" IF (P) x HT55 (B)	6,50	3,00	1,43
Longitud BHA (ft):			1352,79

BHA No: 6			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	8,000	3,000	0,99
8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg - BH 1.15 deg	8,000	5,250	26,24
8" Flex Float Sub w/ Float Valve	8,000	3,000	4,03
12" Integral Blade Stabilizer	8,020	2,938	7,66
8" P-P X-Over (H/C)	8,000	3,250	1,84
8" DGR HF	8,00	2,375	5,06
8"EWR-P4 HF	8,00	2,375	12,18
8" HCIM HF	8,00	2,375	7,77
8"ALD HF	8,00	2,375	18,46
8"CTN HF	8,00	2,375	19,16
8"SHOC w/1200MWD System	8,00	4,015	15,63
1x8 1/4" Drill Collar	8,25	2,813	30,57
X-Over Sub 6 5/8" REG (P) x 4 1/2" IF (B)	7,25	2,875	2,67
3 x 6 1/2" Drill Collar	6,50	2,813	91,06
32x5" HWDP	5,00	3,000	973,39
3x6 1/2" Drilling Jar	6,50	2,750	31,30
3x5" HWDP	5,00	3,000	90,83
X-Over Sub 4 1/2" IF (P) x HT55 (B)	6,50	3,000	1,43
Longitud BHA (ft):			1340,27

BHA X-C3

BHA No: 1			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	8,000	3,000	1,40
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	27,44
8" Flex Sub	8,040	7,375	2,99
8" Float sub w/Float Sub	8,000	2,870	3,08
12" Integral Blade Stabilizer	8,01	2,94	7,32
8" HOC w/MWD 1200 System	7,98	4,02	32,26
(6) x 8 1/4" Drill Collar	8,25	2,81	178,35
X-Over Sub 6 5/8" REG (P) x 4 1/2" IF (B)	7,25	2,88	2,89
(3) x 6 1/2" Drill Collar	6,50	2,81	91,15
(15) x 5" HWDP	5,00	3,00	456,16
6 1/2" Drilling Jar	6,50	3,00	22,21
(5) x 5" HWDP	5,00	3,00	150,73
X-Over Sub 4 1/2" IF (P) x FH (B)	6,50	3,00	2,51
Longitud BHA (ft):			978,49

BHA X-40

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	8,000	3,250	1,14
RSS PD 900 X6 12 1/4" Slick CC	9,156	5,125	13,45
11 3/4" Estabilizador	8,125	2,813	6,30
8" Pony Monel	8,188	2,875	11,60
TeleScope 825 HF + Gamma Ray	8,000	5,900	28,11
8" Monel	8,188	2,875	29,35
Filter Sub	8,063	3,438	8,00
Float Sub W/ Float Valve 5F6R: 155	8,250	3,063	2,61
2 x 8.25" Spiral Drill Collar	8,250	2,813	59,62
X over	8,250	3,125	3,67
24 x 5" HWDP	5,000	3,000	740,72
Hydraulic Jar	6,500	2,750	31,70
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	279,12
X over	6,813	3,000	3,19
5-1/2 " 21.90 DPS, 10% Wear	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1218,58

BHA X-50

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	8,750	3,000	1,14
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	27,48
8" Flex Sub	8,020	5,500	3,00
8" Float Sub / Float Valve	7,950	3,190	2,93
12" Integral Blade Stabilizer	8,040	2,810	7,96
8" HOC w/1200 MWD	7,950	4,015	32,39
3 X 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	87,78
X-Over Sub	7,813	3,125	2,26
3 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	90,08
16 x 5" HWDP	5,000	3,000	491,61
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	29,04
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	276,77
X over	7,940	2,875	2,87
5-1/2 " 21.90 DPS	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1055,31
BHA No: 5			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	8,750	3,000	1,14
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	27,57
8" Flex Sub	8,020	5,500	2,89
8" Float Sub / Float Valve	8,020	2,810	3,04
12" Integral Blade Stabilizer	8,040	2,810	7,96
8" HOC w/1200 MWD	7,950	4,015	32,39
3 X 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	87,78
X-Over Sub	7,813	3,125	2,26
3 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	90,08
16 x 5" HWDP	5,000	3,000	491,61
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	29,04
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	276,77
X over	7,940	2,875	2,87
5-1/2 " 21.90 DPS	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1055,40

Anexo V
BHA pozos “J”

BHA X-56

BHA No: 3			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit; GT55WRKO	8,00	3,25	1,14
RSS POWER DRIVE 900 X6 RA 12 1/4" Slick CC	9,00	5,13	13,49
11 3/4" Receiver	7,72	3,47	5,98
TeleScope 825 HF + Gamma Ray	8,13	5,90	28,07
Monel	7,52	2,91	25,42
Downhole Filter Sub	8,13	3,50	7,98
Float Sub (w/Float Valve)	7,69	3,09	2,05
2 x 8.25" Spiral Drill Collar (2 joints)	8,25	2,81	58,18
X/Over	7,63	3,13	3,63
32 x 5" HWDP (32 joints)	5,00	3,00	975,69
Hydraulic Jar	6,44	2,88	31,80
10 x 5" HWDP (10 joints)	5,00	3,00	304,99
X/Over	6,63	3,00	2,83
5 1/2 " 21.90 DPS, Premium	5,36	4,78	
Longitud BHA (ft):			1461,25

BHA X-C13

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	12,250	3,000	1,14
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	27,50
8" Flex Sub	7,710	3,000	3,00
8" Float Sub	8,000	3,000	2,04
8" Pony Collar	8,080	3,000	3,64
11 1/4" Integral Blade Stabilizer	7,720	3,000	6,65
8" HOC w/1200 MWD	8,060	3,000	31,95
8" Orienting Sub UBHO	7,900	3,000	3,00
1 x 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	28,64
X-Over Sub	7,813	3,125	3,70
2 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	59,74
49 x 5" HWDP	5,000	3,000	1482,77
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	29,29
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	270,78
X over	7,940	2,875	2,87
5-1/2 " 21.90 DPS	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1956,71

BHA X-B12

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	12,250	3,000	1,15
8" SDL 6/7 -4.0 stg-BH 1.5°-Slv 12"	8,000	5,250	26,15
8" Flex Sub w/Float Valve	6,250	3,000	4,08
11 1/4" Integral Blade Stabilizer	7,980	3,000	5,95
8" HOC w/1200 MWD System	7,960	4,015	32,22
Orienting Sub UBHO	7,940	2,875	2,26
2 X 8 1/4" Drill Collar	8,000	2,813	60,15
XO	7,750	2,875	2,56
1 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	30,55
7 x 5" SWDP	5,000	3,000	207,15
24 x 5" HWDP	5,000	3,000	720,95
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	29,07
7 x 5" HWDP	5,000	3,000	210,65
XO	7,940	2,875	2,15
Longitud BHA (ft):			1335,04

BHA X-42

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	8,000	3,250	1,14
RSS PD 900 X6 12 1/4" Slick CC	9,000	5,125	13,59
11 3/4" Receiver Stab	8,350	3,438	5,85
TeleScope 825 HF + Gamma Ray	8,000	5,900	28,00
8" Monel	7,670	2,875	27,54
Filter Sub	8,050	3,500	7,98
Float Sub	8,120	3,000	2,51
2 x 8 1/4" DC (2 joints)	8,250	3,000	59,62
X over	7,625	3,000	3,67
30 x 5" HWDP	5,000	3,000	929,12
Hydraulic Jar	6,500	3,000	31,83
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	278,79
X over	6,813	3,000	3,19
5-1/2 " 21.90 DPS, 10% Wear	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1392,83

BHA X-57

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit; GT55WRKO	8,00	3,25	1,14
RSS POWER DRIVE 900 X6 RA 12 1/4" Slick CC	9,00	5,13	13,58
11 3/4" Receiver	8,34	3,47	5,98
TeleScope 825 HF + Gamma Ray	8,34	5,90	28,20
Monel	7,84	2,81	28,06
Downhole Filter Sub	7,63	3,56	7,56
Float Sub (w/Float Valve)	7,78	3,03	2,51
2 x 8.25" Spiral Drill Collar (2 joints)	8,25	2,81	58,62
X over	7,63	3,13	2,14
32 x 5" HWDP (32 joints)	5,00	3,00	975,56
Hydraulic Jar	6,50	2,88	31,79
10 x 5" HWDP (10 joints)	5,00	3,00	304,76
X over	6,63	3,00	2,83
Longitud BHA (ft):			1462,73

BHA X-51

BHA No: 3			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	12,250	3,000	1,14
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	30,50
8" Flex Sub	7,700	3,000	2,05
8" Pony Collar	8,090	3,000	5,52
11 1/4" Integral Blade Stabilizer	7,960	3,000	5,95
8" HOC w/1200 MWD	7,610	4,015	32,05
1 x 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	28,61
X-Over Sub	7,813	3,125	2,26
2 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	59,67
49 x 5" HWDP	5,000	3,000	1482,04
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	28,40
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	276,65
X over	7,940	2,875	2,87
5-1/2 " 21.90 DPS	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1957,71

BHA X-33

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	12,250	3,000	1,14
8" SDL 6/7 - 4.0 stg-12" Sleeve - R Jet	7,980	5,250	30,32
8" Float Sub / Float Valve	8,000	3,000	2,06
11 1/2" Integral Blade Stabilizer	8,000	3,000	6,72
8" HOC w/1200 MWD System	8,100	4,015	32,25
8" Orienting Sub UBHO	7,969	2,875	1,98
1 X 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	30,33
X-Over	7,813	3,125	3,68
2 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	59,98
43 x 5" HWDP	5,000	3,000	1287,50
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	29,21
7 x 5" HWDP	5,000	3,000	206,09
X-Over	7,940	2,875	3,49
Longitud BHA (ft):			1694,75

BHA X-52

BHA No: 3			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4 " PDC Bit GT55WRKO	12,250	3,000	1,14
9 5/8" GeoForce Lobe 6/7 - 3.5 stg	9,625	6,537	30,39
8" Flex Sub	7,700	3,000	2,04
8" Pony Collar	8,090	3,000	5,09
11 1/4" Integral Blade Stabilizer	7,960	3,000	5,16
8" HOC w/1200 MWD	7,610	4,015	32,40
1 x 8 1/4" Drill Collar	8,250	3,000	29,43
X-Over Sub	7,813	3,125	2,26
2 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	59,67
49 x 5" HWDP	5,000	3,000	1480,38
6 1/2" Drilling Jar	6,500	2,940	28,00
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	273,34
X over	7,940	2,875	2,87
5-1/2 " 21.90 DPS	5,428	4,778	
Longitud BHA (ft):			1952,17

BHA X-49

BHA No: 2			
Componente	O.D.	I.D. (inch)	Longitud (ft)
12 1/4" PDC Bit	12,250	3,000	1,14
8" SperryDrill Lobe 6/7 - 4.0 stg	8,020	5,250	26,27
8" Float Sub	8,000	3,000	4,09
11 1/2" Integral Blade Stabilizer	8,020	3,000	8,02
8" HOC w/1200 MWD	7,620	3,000	31,93
8" Orienting Sub UBHO	8,250	2,750	3,52
1 x 8 1/4" Drill Collar	8,250	2,813	30,33
X-Over	7,630	3,060	2,34
2 x 6 1/2" Drill Collar	6,500	2,813	59,86
46 x 5" HWDP	5,000	3,000	1375,38
6 1/2" Drilling Jar	6,500	3,000	27,73
9 x 5" HWDP	5,000	3,000	268,37
X-Over	6,870	2,930	3,50
Longitud BHA (ft):			1842,48



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
CAMPUS POLITÉCNICO "J. RUBEN ORELLANA R."

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ORDEN DE EMPASTADO

De acuerdo con lo estipulado en el artículo 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por el Consejo Politécnico el 29 de abril de 2015, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por el/la señor(ita):

MENDOZA SARANSIG ELVIS ALEXIS

Fecha de autorización: Quito DM., 11 de agosto de 2022.



Firmado electrónicamente por:
**PEDRO SANTIAGO
REYES BENITEZ**

**Ph.D. Pedro Reyes B.
DECANO**