



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETROLÉOS**

**“ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS QUE
PERMITEN LA EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN OPERATIVA
DE LAS BROCAS EN POZOS DIRECCIONALES DEL ORIENTE
ECUATORIANO”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO
DE INGENIERA DE PETRÓLEOS**

CARLA JOHANNA QUIROZ ARCINIEGA

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, junio, 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **CARLA JOHANNA QUIROZ ARCINIEGA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Carla Johanna Quiroz Arciniega

C.I.: 100363213-8

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis de los parámetros técnicos que permiten la evaluación de la gestión operativa de las brocas en pozos direccionales del oriente ecuatoriano**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **Carla Johanna Quiroz Arciniega**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Benjamín Hincapié

DIRECTOR DEL TRABAJO

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁGINA
DECLARACIÓN	iii
CERTIFICACIÓN	iv
RESUMEN	xiii
ABSTRACT	xv
DEDICATORIA	xvi
AGRADECIMIENTO	xvii
CAPÍTULO I	
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1. PROBLEMA	2
1.2. JUSTIFICACIÓN	3
1.3. OBJETIVO DEL PROYECTO	3
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	3
1.3.2. OBJETIVO ESPECÍFICO	3
CAPÍTULO II	
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
2.1. ASPECTOS GENERALES DE LA CUENCA ORIENTE	4
2.2. ESTRUCTURA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	5
2.2.1. FORMACIONES PRE-CRETÁICAS	5
2.2.1.1. Basamento	5
2.2.1.2. Formación Pumbuiza	7
2.2.1.3. Formación Macuma	7
2.2.1.4. Formación Santiago	7
2.2.1.5. Formación Chapiza	7
2.2.2. FORMACIONES CRETÁICAS	8
2.2.2.1. Formación Hollín	8
2.2.2.2. Formación Napo	8

	PÁGINA
2.2.2.2.1. Napo Inferior	8
2.2.2.2.2. Napo Medio	9
2.2.2.2.3. Napo Superior	9
2.2.3. FORMACIONES TERCIARIAS	10
2.2.3.1. Formación Tena	10
2.2.3.1.1. Unidad Inferior	10
2.2.3.1.2. Unidad Superior	10
2.2.3.2. Formación Tiyuyacu	11
2.2.3.3. Formación Orteguzaza	11
2.2.3.4. Formación Chalcana	11
2.2.3.5. Formación Arajuno	11
2.2.3.6. Formación Chambira	11
2.2.3.7. Formación Mesa	12
2.2.3.8. Formación Mera	12
2.3. PERFORACIÓN DIRECCIONAL	12
2.3.1. TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	13
2.4. BROCAS DE PERFORACIÓN	14
2.4.1. DEFINICIÓN DE BROCA	15
2.4.2. TIPOS	16
2.4.2.1. Brocas Tricónicas	17
2.4.2.2. Brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalinos)	19
2.4.3. MECANISMOS DE OPERACIÓN DE LAS BROCAS	21
2.4.3.1. Mecanismos de corte de las Brocas Tricónicas	21
2.4.3.2. Mecanismos de corte de las Brocas PDC	22
2.4.4. APLICACIONES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BROCAS	23
2.4.5. CÓDIGO IADC PARA IDENTIFICACIÓN	

	PÁGINA
DE BROCAS	23
2.4.5.1. Código IADC para Brocas Tricónicas	23
2.4.5.2. Código IADC para Brocas PDC y de Diamante	26
2.4.6. CÓDIGO IADC PARA DESGASTE DE BROCAS	27
2.4.6.1. Hilera Interior e Hilera Exterior	28
2.4.6.2. Características de desgaste primarias y secundarias	29
2.4.6.3. Ubicación	31
2.4.6.4. Sellos de Cojinete	32
2.4.6.5. Calibre	32
2.4.6.6. Razones de Salida	32
2.5. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	34
2.5.1. PESO SOBRE LA BROCA (WOB)	34
2.5.2. RATA DE PENETRACIÓN (ROP)	34
2.5.3. VELOCIDAD ROTARIA (RPM)	35
2.5.4. TASA DE FLUJO (GPM)	36
2.5.5. TORQUE	37
2.6. VIBRACIONES	37
2.6.1. TIPOS DE VIBRACIONES	38
2.6.2. CAUSAS DE VIBRACIÓN	39
2.7. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.7.1. DEFINICIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	40
2.7.1.1. Clasificación de los fluidos de perforación	40
2.7.1.1.1. Fluidos de Base Agua (WBM)	41
2.7.1.1.2. Fluidos de Base Aceite (OBM)	41
2.7.1.1.3. Fluidos Base Aire	42

	PÁGINA
2.7.1.1.4. Fluidos Base Espuma	43
2.7.1.2. Propiedades de los fluidos de perforación	43
2.7.1.2.1. Densidad del Lodo (MW)	44
2.7.1.2.2. Densidad Plástica (YP)	44
2.7.1.2.3. Viscosidad de Embudo (FV)	44
2.7.1.2.4. Punto de Cedencia (YP)	45
2.7.1.2.5. Fuerza de Gelatinización	45
2.7.1.2.6. Contenido de Sólidos (%sol)	46
2.7.1.3. Funciones del fluido de perforación	46
2.7.2. HIDRÁULICA DE BROCAS	52
2.7.2.1. Fuerza de Impacto (HSI)	53
2.7.2.2. Área Total de Flujo (TFA)	54
2.7.2.3. Velocidad de los Chorros	54
2.7.2.4. Caída de Presión en la Broca	55
 CAPÍTULO III	
3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN REFERENTE A BROCAS EN LOS REPORTES FINALES DE PERFORACIÓN EMITIDOS POR LAS EMPRESAS OPERADORAS A LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL	
HIDROCARBURÍFERO (ARCH)	56
3.1. REGISTRO DE BROCAS	57
3.2. DATOS DE LAS BROCAS	57
3.3. DETALLES DE LA CORRIDA	58
3.4. DATOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LA HIDRÁULICA DE BROCAS	59
3.5. FORMACIONES ATRAVESADAS	62
3.6. MODO DE PERFORACIÓN	63

	PÁGINA
3.7. SURVEYs	64
3.8. COORDENADAS DE LA PERFORACIÓN	65
3.9. ARREGLOS DEL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)	66
3.10. CALIFICACIÓN DE LAS BROCAS (IADC)	67
3.11. PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA CADA SECCIÓN ATRAVESADA	69
3.12. GRÁFICAS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	70
3.13. LECCIONES APRENDIDAS	71
 CAPÍTULO IV	
4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN OPERATIVA DE BROCAS	72
4.1. SELECCIÓN DE DATOS	72
4.2. EVALUACIÓN DEL ROP POR SECCIÓN	84
4.2.1. SECCIÓN 16pulg	84
4.2.2. SECCIÓN 12 ¼pulg	86
4.2.3. SECCIÓN 8 ½ pulg	88
4.3. CONSIDERACIONES TÉCNICAS POR LAS QUE UNA BROCA SALE A SUPERFICIE	90
4.3.1. SECCIÓN 16pulg	90
4.3.2. SECCIÓN 12 ¼pulg	92
4.3.3. SECCIÓN 8 ½pulg	95
4.4. OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN SEGÚN CIERTAS ESPECIFICACIONES	97
 CAPÍTULO V	
1. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	102
1.1. CONCLUSIONES	102
1.2. RECOMENDACIONES	104

	PÁGINA
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	108

ÍNDICE DE TABLAS

	PÁGINA
Tabla 1. Código IADC para Brocas Tricónicas	25
Tabla 2. Código IADC para Brocas PDC y Diamantes	27
Tabla 3. Evaluación – Barrenas Desgastadas	27
Tabla 4. Características del desgaste de las brocas	30
Tabla 5. Razones para sacar una broca del pozo	33
Tabla 6. Tipo de sistemas de fluidos – base del lodo	40
Tabla 7. Clasificación de los fluidos 100% aceite	42
Tabla 8. Datos específicos de la broca XR+CPS	58
Tabla 9. Detalles de la corrida de la broca XR+CPS	59
Tabla 10. Propiedades de los fluidos e hidráulica de brocas	60
Tabla 11. Datos de las formaciones atravesadas durante la perforación de un pozo	62
Tabla 12. Datos direccionales	64
Tabla 13. SURVEYs	64
Tabla 14. Coordenadas de la trayectoria de un pozo	65
Tabla 15. Arreglo de un ensamblaje de fondo (BHA)	67
Tabla 16. Evaluación de desgaste de una broca PDC	68
Tabla 17. Prácticas operacionales de una sección atravesada	70
Tabla 18. Lecciones aprendidas dependiendo del intervalo perforado	71
Tabla 19. Variables operacionales de las brocas en la sección 16pulg de los Pozos de Río Napo	73
Tabla 20. Variables operacionales de las brocas en la sección 16pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi	74
Tabla 21. Variables operacionales de las brocas en la sección 12 ¼pulg de los Pozos de Río Napo	75
Tabla 22. Variables operacionales de las brocas en la sección 12 ¼pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi	76

Tabla. 23 Variables operacionales de las brocas en la sección 12 ¼pulg	77
Tabla. 24 Variables operacionales de las brocas en la sección 8 ½pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi	78
Tabla. 25 Calificación IADC de las brocas en la sección 16pulg de los pozos de Río Napo	79
Tabla. 26 Calificación IADC de las brocas en la sección 16pulg de los pozos de Consorcio Shushufindi	80
Tabla. 27 Calificación IADC de las brocas en la sección 12 ¼pulg de los pozos de Río Napo	81
Tabla. 28 Calificación IADC de las brocas en la sección 12 ¼pulg de los pozos de Consorcio Shushufindi	82
Tabla. 29 Calificación IADC de las brocas en la sección 8 ½pulg de los pozos de Río Napo	83
Tabla. 30 Calificación IADC de las brocas en la sección 8 ½pulg de los pozos de Consorcio Shushufindi	83
Tabla. 31 Número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 16pulg	91
Tabla. 32 Número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 12 ¼pulg	93
Tabla. 33 Número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 8 ½pulg	96
Tabla. 34 Promedios de profundidad, ROP y días de cada sección perforado	97
Tabla. 35 Análisis de los días perforados por pozo vs el promedio ideal	98
Tabla. 36 Costos en perforación sobre invertidos de cada pozo	100
Tabla. 37 Costos óptimos para la perforación de 44 pozos	101

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁGINA
Figura 1. Ubicación de la cuenca oriente	5
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca oriente	6
Figura 3. Trayectoria de un Pozo Direccional	12
Figura 4. Tipos de Perforación Direccional	13
Figura 5. Distintos tipos y diseños de las brocas	15
Figura 6. Tipos de brocas	16
Figura 7. Partes de la Broca Tricónica	17
Figura 8. Partes de la broca PDC	19
Figura 9. Cortador PDC	20
Figura 10. Vástago – Shank	21
Figura 11. Acción de corte en brocas de conos	22
Figura 12. Acción de corte en brocas PDC	22
Figura 13. Broca – Conos fijos	28
Figura 14. Broca – Conos de rodillos	28
Figura 15. Ubicación del desgaste de brocas de cortador fijo	31
Figura 16. Peso sobre la broca vs ROP	34
Figura 17. Velocidad rotatoria vs ROP	36
Figura 18. Vibraciones mecánicas en una sarta de perforación	38
Figura 19. Viscosímetro de Marsh	45
Figura 20. Tipos de fuerza de gel	46
Figura 21. Control de las presiones de subsuelo	47
Figura 22. Transporte de ripios desde el fondo del hoyo hacia la superficie	47
Figura 23. Enfriamiento y lubricación de la broca	48
Figura 24. Potencia hidráulica a la broca y herramientas de fondo	48
Figura 25. Derrumbamiento de las paredes del pozo	49
Figura 26. Suspensión de los ripios	50

	PÁGINA
Figura 27. Sarta de perforación y Revestidor vs. Fluidos de perforación	51
Figura 28. Daños de la formación – Hinchamiento de arcillas	51
Figura 29. Hidráulica de la broca	52
Figura 30. Calificación de la broca – Smith (IADC)	68
Figura 31. Gráfica de la relación entre el ROP efectiva por sección vs los pozos – sección 16pulg	85
Figura 32. Gráfica de la relación entre el ROP efectiva por sección vs los pozos – sección 12 ¼pulg	87
Figura 33. Gráfica de relación entre el ROP efectiva por sección vs pozos – sección 8 ½pulg	89
Figura 34. Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – sección 16pulg	91
Figura 35. Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – sección 12 ¼pulg	93
Figura 36. Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – sección 8 ½pulg	96

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁGINA
Ecuación 1. Revoluciones del motor producidas en el fondo	36
Ecuación 2. Peso del lodo	44
Ecuación 3. Peso de la tubería	50
Ecuación 3.1. Factor de flotación en lb/gal	50
Ecuación 3.2. Factor de flotación en lb/pie ³	50
Ecuación 4. Fuerza de impacto	53
Ecuación 5. Potencia de la broca	53
Ecuación 6. Área del hoyo	53
Ecuación 7. Área total de flujo (TFA)	54
Ecuación 8. Velocidad de los chorros (V_{jets})	54
Ecuación 9. Caída de presión en la broca	55

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁGINA
ANEXO 1	
Registro de brocas usadas durante la perforación de un pozo	108
ANEXO 2	
Parámetros de perforación de una sección atravesada	109
ANEXO 3	
Promedio de la sección 16pulg.	110
ANEXO 4	
Promedio de la sección 12 ¼pulg.	111
ANEXO 5	
Promedio de la sección 8 ½pulg.	112

RESUMEN

El registro de brocas se lo utiliza para obtener un reporte de los parámetros y variables de perforación, a su vez este contiene la calificación IADC de cada broca utilizada durante la perforación. Estos datos sirven para analizar cuál fue el desempeño que tuvo cada broca y así poder tomar decisiones para aplicar las mismas condiciones en pozos nuevos o vecinos.

En el capítulo 1, se va a tratar la introducción del tema propuesto del porque se utilizan las brocas y cuál es el fin de llevar un registro continuo de las mismas y el problema de no llevar una correcta gestión operativa de las brocas para un mejor control de las operaciones, justificando el análisis y objetivos específicos para encontrar una solución al objetivo planteado.

En el capítulo 2, se realizará una revisión general de lo que es una broca, los tipos de brocas más utilizadas en el Ecuador, los códigos IADC para calificar una broca según su desgaste y salida del pozo, cuales son los parámetros de perforación y la hidráulica de brocas

En el capítulo 3, se analizará la información que contiene un reporte final de brocas. Todos los ítems que se colocan en los reportes se examinarán uno por uno para conocer su contenido.

En el capítulo 4, se realiza el análisis global para solucionar el objetivo planteado. En este capítulo se muestran en una matriz ciertos datos de 44 pozos obtenidos del bit record tanto de Consorcio Shushufindi como de Río Napo para la respectiva evaluación de los mismos y determinar si estos pozos han cumplido con tiempos óptimos de perforación.

Finalmente en el capítulo 5, se encuentran las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado, para que sean tomadas en cuenta

en pozos nuevos. También se muestra los sitios bibliográficos de donde se obtuvo la cierta información.

ABSTRACT

Registry of bits is used to obtain a report of the parameters and variables of drilling, at the same time, this contains the IADC qualification of each bit used during drilling. These data are used to analyze what was the performance that took every bit, and thus take decisions to apply the same conditions to new or neighboring wells.

In Chapter 1 is going to treat the introduction of the proposed theme of the because bits and what order to keep a continuous record of them and the problem of not carrying a proper operational management of bits for better control of operations are used, justifying the analysis and specific objectives to find a solution to the stated objective.

In Chapter 2, will be a general review of what is a bit, the types of drill bits used in the Ecuador, codes IADC to qualify a bit according to their wear and leakage, which are the parameters of drilling and hydraulics of bits

In Chapter 3, the information contained a final report of bits will be analysed. All items that are placed in the reports will be reviewed one by one to know its contents.

In Chapter 4, is the global analysis to solve the stated objective. In this chapter are shown in a matrix certain data of 44 wells obtained bit record, both the Consortium Shushufindi and Napo River, for the respective evaluation and determine if these wells have complied with optimal times of drilling.

Finally, in Chapter 5, the conclusions and recommendations of work performed are so that they are taken into account in new wells. It also shows the bibliographic sites where some information was obtained.

DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico a mi madre Lucy, quien ha sido mi motor y lucha para salir adelante, un ejemplo vivo de que luchar por lo que uno se quiere se lo logra con esfuerzo, trabajo y sacrificio; a pesar de la distancia en que nos encontrábamos supo ser mi fiel amiga y confidente quien me ha dado los mejores consejos para cumplir mis metas y ser ahora quien soy.

A mi padre Vicente, quien ha estado a mi lado incondicionalmente apoyándome, cuidándome y sobre todo aconsejándome para tomar las correctas decisiones en vida.

A mi hermano Patricio, quien jamás me abandono a pesar de las diferencias que hayamos tenido, siempre estuvo conmigo en todo momento demostrándome todo el amor y cariño, de quien estoy orgullosa porque es mi magnífico ejemplo a seguir.

A mi cuñada Silvi por ser una gran persona conmigo y demostrarme que con la bendición de Dios todo se logra a pesar de las adversidades que uno se tenga.

A mis sobrinos Anayn y Francisco que llegaron alegrar mi vida desde el primer momento en que nacieron.

A Tony, por brindarme el apoyo necesario y por ser mi fiel compañero en estos últimos años y por estar siempre junto a mí.

A mis amigas Anayn, Estefany, Erika y Sofy que estuvieron conmigo en todo momento apoyándome cuando más lo necesitaba, por ser unas confidentes y sobre todo unas amigas leales.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios por haber bendecido cada uno de mis días, por darme salud, sabiduría y entendimiento para saber qué camino es el correcto.

A mis padres por haberme dado la educación quienes me guiaron en toda la vida estudiantil y jamás me abandonaron.

Al Ing. Benjamín Hincapié por ser un apoyo y ayuda brindada en la realización de este trabajo de titulación, por haberme sabido guiar e impartir su conocimiento y experiencia.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), por haberme colaborado con la información necesaria, a la Ing. Mercedes Bonilla, al Ing. Einstein Barrera y al Ing. Marcelo Rosero por compartirme su conocimiento

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Desde hace tiempos, en la industria petrolera, los equipos de perforación incluyen varios tipos de herramientas de perforación, que son muy necesarias para la realización de un pozo petrolero, del cual se extraerá todo el hidrocarburo que se encuentra en el yacimiento. Para realizar una adecuada perforación es necesaria la selección de brocas, que se las considera clave para el éxito de las operaciones de perforación.

Desde los comienzos de la historia de la perforación este elemento ha tomado un papel muy importante en la industria petrolera; es por eso que en la actualidad existe gran variedad de brocas, que son fabricadas por varias compañías para diferentes tipos de trabajo. Por esa razón, el ingeniero a cargo debe inspeccionar claramente, las condiciones de la formación a perforar, teniendo en cuenta que la tecnología en las operaciones de perforación de pozos exploratorios cada día es más avanzada.

En este trabajo también se detallará por qué se realizan los cambios de brocas, cual es la función de cada una de ellas, sus parámetros de perforación, a su vez los parámetros técnicos que permiten la evaluación y calificación de las brocas para llevar un control de rendimiento de las mismas.

Por lo tanto es necesario estar al tanto de los avances en cuanto a diseño, materiales, etc., que se vayan dando a lo largo de los años para tener una mayor eficiencia en el procedimiento de perforación.

Por ello es preciso tener una gestión operativa de brocas en pozos direccionales, la cual brinde la información necesaria al respecto con la

finalidad de tener un control de los pozos petroleros que sean perforados en el oriente ecuatoriano.

Por este motivo este trabajo se realizara con el fin de que sirva de gran ayuda en la industria hidrocarburífera, y proporcionar una herramienta clara, con la cual se logrará alcanzar los objetivos deseados en cuanto a los trabajos de perforación

1.1 PROBLEMA

La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), tiene como misión controlar y fiscalizar las operaciones hidrocarburíferas en todas sus fases, para ello requiere de herramientas que permitan cumplir eficientemente con el objetivo referido. Específicamente el control de operaciones de perforación de pozos petroleros, es uno de los temas multidisciplinarios ya que en general comprende temas como: fluidos de perforación, revestimiento de cementación, control direccional, entre otros; por tanto es necesario una actualización continua por parte de los técnicos especialistas para cada área de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH); sin embargo los recursos son limitados.

De acuerdo a los antecedentes anotados es un reto para la ARCH efectuar un análisis técnico eficiente de la gestión operativa de perforación.

Entonces, para contribuir con la mejora de control, constantemente en el proceso de perforación la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), realiza investigaciones de Ingeniería de Perforación conjuntamente con los estudiantes de la Universidad Tecnológica Equinoccial para que ayuden a la resolución de problemas en cuanto a perforación se trate, y a su vez sirvan de gran ayuda en los trabajos a realizarse en el ámbito de perforación.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El presente tema de investigación es un requerimiento de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), para optimizar el control de las operaciones que se realizan en cada uno de los pozos petroleros del Ecuador.

La Universidad Tecnológica Equinoccial, hará un aporte sustantivo con la ayuda de su estudiante, frente a este requerimiento propuesto por la entidad de Control Hidrocarburífero del Ecuador, y al mismo tiempo contribuirá al desarrollo científico y tecnológico de la industria hidrocarburífera.

1.3 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar los parámetros técnicos que permiten la evaluación de la gestión operativa de las brocas en pozos direccionales en el oriente ecuatoriano.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los fundamentos teóricos de brocas de perforación de pozos petroleros y temas relacionados.
- Revisar la litología pertinente a la perforación de pozos en el oriente ecuatoriano.
- Analizar la información referente a brocas en los reportes finales de perforación emitidos por las empresas operadoras a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).
- Efectuar el análisis de parámetros técnicos que permiten la evaluación de la gestión operativa de las brocas en pozos direccionales en el oriente ecuatoriano.

CAPÍTULO II

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos, es mediante la perforación de un pozo.

La perforación de un pozo requiere la aplicación de tecnologías muy especializadas, y por tanto el control y fiscalización pertinente requiere exigencias y conocimientos técnicos aún mayores, por ello, el Subproceso de Perforación de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) pretende desarrollar una metodología para evaluar la gestión operativa de las brocas, con el soporte académico de la universidad ecuatoriana, y específicamente de la Universidad Tecnológica Equinoccial mediante el presente trabajo de investigación.

2.1 ASPECTO GENERALES DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente cubre aproximadamente una área de 100 000 Km² (Fig.1), está limitada al Este por el Escudo Guayanés y al Oeste por la Cordillera de los Andes, dentro de la gran provincia geológica – Cuenca del Putumayo (Colombia) al Norte y Cuenca Marañón (Perú) al Sur.

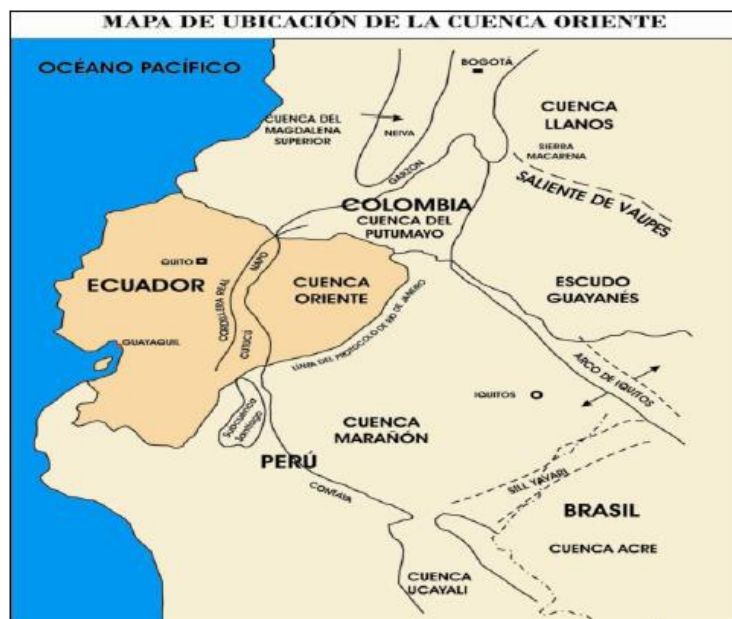


Fig. 1 Ubicación de la cuenca Oriente
Fuente: (Ramírez, 2008)

2.2 ESTRUCTURA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE

Los aspectos fundamentales de la estratigrafía de la Cuenca Oriente, (Fig.2), se detalla a continuación.

2.2.1 FORMACIONES PRE-CRETÁICAS

Las Formaciones Pre-cretácicas son cuatro: Pumbuiza, Macuma, Santiago y Chapiza, y sus edades comprenden desde el Paleozoico hasta el Jurásico:

2.2.1.1 Basamento:

Litología: El basamento está compuesto por rocas metamórficas y plutónicas relacionadas con el escudo Guayano - Brasileño. Son las rocas más antiguas encontradas en la Cuenca Oriente. Han sido alcanzadas en algunos pozos (Parahuacu 1, Atacapi 1, Shushufindi 1, Yuturi 1).



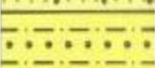















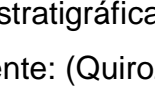

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CUENCA ORIENTE						
EDAD		FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA			
TERCIARIO	Q	MESA		Terrazas de arcillas y arenisca, tobáceas, conglomerados	CONTINE	
		MIOCENO-PLIOCENO	CHAMBIRA			Arcillas, areniscas, conglomerados
			ARAJUNO			Conglomerados, arcillas en partes
	EOCENO-OLIGOCENO	CHALCANA		Arcillas, poca arenisca	MARINO	
		ORTEGUAZA		Lutitas pardas, poca arenisca	CONTINENT	
		TIYUYACU		Arcillas rojas, verdes, violetas, areniscas gruesas y conglomerados		
CRETÁCICO	MAESTRICHIANO	TENA		Arcilla roja y areniscas	MARINO	
	APTIANO-SANTOMIANO	M-1		Arenisca blanca cuarzosa porosa, permeable		
		NAPO		"A" Arenisca		
				"U" Caliza		
	"B" Arenisca					
	"T" Caliza					
	HOLLÍN	Arenisca cuarzosa blanca	CONTINENTAL			
JURÁSICO	NEOCOMANO	Misahualli		Flujos de lava, brechas "Red Beds", arcillas y areniscas, poco conglomerado	CONTINENTAL	
	SUPERIOR	CHAPIZA		Calizas, lutitas, dolomitas, arenisca		
	INFERIOR	SANTIAGO				
PALEOZOICO	PERMICO			MARINO		
	CARBONIFERO	MACUMA				
	DEVONICO	PUMBUZA			Lutitas gris-negro	
PC		BASAMENTO		Esquisto, gris, granito		

Fig. 2 Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: (Quiroz, 2015)

2.2.1.2 Formación Pumbuiza

Litología: Comprende lutitas de color gris oscuro, pizarras gráficas con estratificaciones de areniscas cuarcíferas de color gris café de grano fino, además calizas y dolomitas. Estas rocas han sufrido fuertes plegamientos, fallamientos.

2.2.1.3 Formación Macuma

Litología: Comprende potentes estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas. Separa esta formación en dos miembros:

- **Miembro inferior.-** consta de calizas silíceas muy fosilíferas, dispuestas en capas delgadas de color gris azulado oscuro, altamente con pizarras y esquistos arcillosos de color negro.
- **Miembro superior.-** compuesto de una potente secuencia de color gris oscuro con intercalaciones de arcilla pizarrosa. Las calizas son silíceas y hacia arriba pasan a margas y arcillas no calcáreas.

2.2.1.4 Formación Santiago

Litología: consiste de limolitas de color rojo y marrón oscuro con capas delgadas de micritas claras a oscuras, calizas lutíticas arenosas y dolomitas duras de colores claros.

2.2.1.5 Formación Chapiza

Litología: Consiste de arcillolitas de color rojo-gris y verde-gris, limolitas y areniscas con menor cantidad de conglomerados. Localmente, se aprecian capas delgadas de anhidrita, vetillas de yeso y concreciones dolomíticas. Pertenece al Jurásico Superior.

2.2.2 FORMACIONES CRETÁDICAS

Las formaciones cretácicas son: Hollín y Napo y sus edad Aptiano-Campaniano.

2.2.2.1 Formación Hollín

Litología: Consta de areniscas cuarzosas grano-decrecientes hacia el tope, generalmente gruesas, blancas, en bancos grandes o masivas, con estratificación cruzada. Posee finas intercalaciones de lutitas limosas y lutitas bituminosas color oscuro, especialmente hacia el tope de la formación. Esta formación se subdivide en:

- **Hollín Superior.-** Se encuentra compuesto por Arenisca y niveles de lutitas y pequeñas intercalaciones de caliza.
- **Hollín Inferior.-** Se encuentra compuesto por Arenisca asociada con lutitas.

2.2.2.2 Formación Napo

Litología: Está formación está compuesta por una secuencia de lutitas. Está formación se subdivide en:

2.2.2.2.1 Napo Inferior

Que comprende a las Formaciones Napo Basal, Arenisca "T", Caliza "B" y Arenisca "U".

- **Napo Basal.-** Se encuentra en la base del Miembro Inferior y se caracteriza por calizas o lutitas.

- **Arenisca “T”.-** Comprende una serie de intercalaciones de areniscas y lutitas, siendo las arenas por lo general glauconíticas y con contenido variable de arcilla y/o carbonatos en la matriz.
- **Caliza B.-** Consiste en una alternancia de lutitas negras, calizas margosas de medio anóxico con nódulos de pirita y caliza.
- **Arenisca “U”.-** Consiste de arenas de color gris de grano fino a medio, subredondeadas con poco a pobre clasificadas, las arenas superiores son usualmente glauconíticas y a menudo arcillosas.

2.2.2.2.2 Napo Medio

Comprende la Caliza A, Caliza “M-2” y la Arenisca Glauconítica “M-2”.

- **Caliza A.-** Está formada por una delgada secuencia basal carbonatada, una secuencia media de calizas laminadas con chert y una secuencia superior de margas y calizas claras.
- **Arenisca M-2, Caliza M-2.-** Es una secuencia formada por una intercalación de areniscas finas con cuarzo y glauconita gris, y lutitas marrón, sobre la que se depositan calizas arenosas glauconíticas grises y blancas, intercaladas hacia la base con lutitas negras.

2.2.2.2.3 Napo Superior

Formado por una secuencia estratigráfica de Caliza “M-1”, Lutitas “M-1” y Arenisca “M-1”.

- **Caliza M-1.-** Es una secuencia de margas y calizas delgadas en la base, sobreyacidas por un potente estrato de calizas masivas.
- **Lutita M-1.-** Secuencia formada por lutitas grises oscuras fósiles, calcáreas, intercaladas con limolitas verdosas con cuarzo y glauconita.

- **Arenisca M-1.-** Han sido divididas en dos unidades, arenisca M-1 Inferior y arenisca M-1 masiva. Ambas tienen un contacto basal erosivo.

2.2.3 FORMACIONES TERCIARIAS

Comprende las Formaciones Tena, Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno, Chambira y Mesa que tienen edades desde el Paleoceno hasta el Plioceno.

2.2.3.1 Formación Tena

Litología: Es una potente secuencia de arcillas abigarradas, de color principalmente pardo rojo, pero variando desde rojo claro y ladrillo hasta púrpura, que descansa discordantemente sobre la formación Napo.

2.2.3.1.1 Unidad Inferior

Engloba la arenisca Basal Tena y la Tena Inferior.

- **Arenisca Basal Tena.-** Esta formada de areniscas mal seleccionadas depositadas durante una regresión marina. Las areniscas son fluviales y gradan a sedimentos más finos de medio marino litoral somero.
- **Tena Inferior.-** Formada por limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, que descansan en concordancia sobre la arenisca Tena Basal.

2.2.3.1.2 Unidad Superior

Consiste de una alternancia de limolitas y areniscas grises de ambiente fluvial.

2.2.3.2 Formación Tiyuyacu

Litología: Se compone de una secuencia de conglomerados, areniscas de grano grueso, y una variedad de arcillas rojas, localmente aparece glauconita con intercalaciones de lutitas rojas, grises y verdes. Los conglomerados se distribuyen a lo largo de toda la formación, y se componen de chert, guijarros angulares y subredondeados dentro de una matriz arenosa argilacea.

2.2.3.3 Formación Orteguaza

Litología: Compuesta por areniscas grises y verduscas, las areniscas son glauconíticas y lutitas gris verdosas a negras.

2.2.3.4 Formación Chalcana

Litología: Comprende una secuencia de arcillolitas y lutitas abigarradas y rojas que al tope se intercalan con areniscas cuarzosas de grano medio y fino.

2.2.3.5 Formación Arajuno

Litología: Es una potente secuencia sedimentaria de hasta 1000m, que en su parte inferior está formada por conglomerados con intercalaciones de arcillas bentoníticas. La parte media está constituida por arcillas rojas con yeso en la base y tobas al tope y la parte superior por areniscas con lignito.

2.2.3.6 Formación Chambira

Litología: Es una secuencia de sedimentos clásticos gruesos que en su parte intermedia posee aporte volcánico.

2.2.3.7 Formación Mesa

Litología: Está compuesta por una secuencia de depósitos clásticos medios a gruesos, con esporádicos horizontes tobáceos al oeste.

2.2.3.8 Formación Mera

Litología: Consiste de terrazas más jóvenes (topográficamente inferiores) depósitos compuestos por abanicos de piedemonte del Cuaternario areniscas tobáceas y arcillas. Hacia el este los sedimentos de las terrazas disminuyen en espesor, tamaño del grano y altitud (Cabrera Pazmiño & Cunduri Morocho, 2012).

2.3 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional (Fig. 3) es la desviación intencional de un pozo de la vertical. Esta técnica consiste en dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado y ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

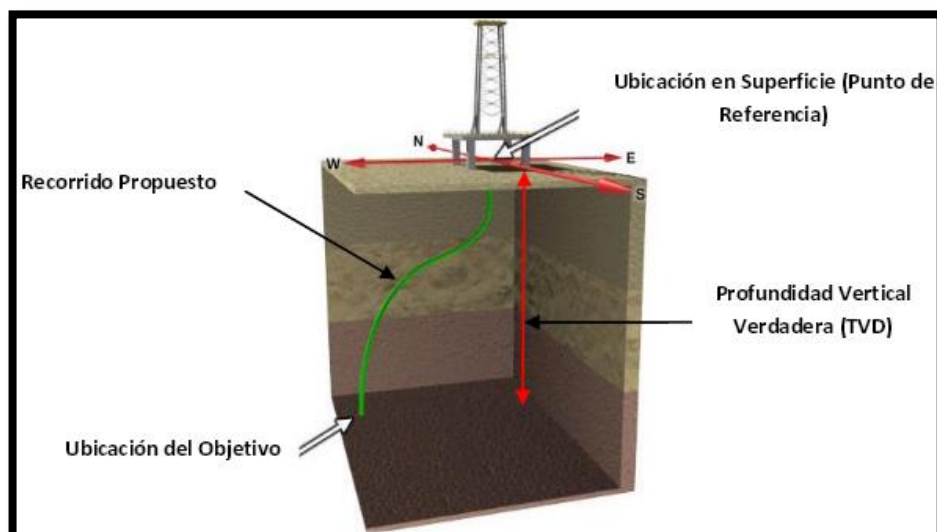


Fig. 3 Trayectoria de un Pozo Direccional
Fuente: (Schlumberger Directional Drilling)

2.3.1 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Generalmente se pueden encontrar tres configuraciones (Fig. 4):

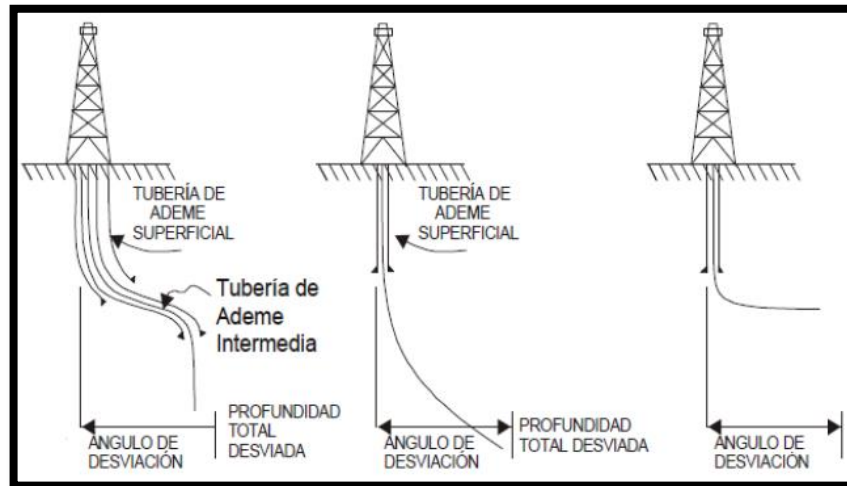


Fig. 4 Tipos de Perforación Direccional

Fuente: (González , Jara, & Ramírez, 2009)

- Pozos Tipo S

Son pozos inicialmente perforados en sentido vertical; después se desvían siguiendo un determinado ángulo máximo que se mantiene hasta cierta profundidad, para entonces volver a la vertical, disminuyendo el ángulo, alcanzando el objetivo final (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- Pozo Tipo J

Son también conocidos como Curvo. Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final. La inclinación normalmente es 15° o más (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- **Pozo Horizontal**

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo (González , Jara, & Ramírez, 2009).

2.4 BROCAS DE PERFORACIÓN

La broca, también denominada barrena, es la herramienta principal de la perforación que se localiza en el extremo de la sarta de perforación. Desde hace tiempo, la selección de la broca se considera clave para el éxito de las operaciones de perforación. La broca correcta desempeña un rol esencial en la optimización de la velocidad de penetración (ROP), lo que ayuda a minimizar los costos de operaciones de perforación, minimizando el tiempo existente entre la puesta en marcha del proyecto y la primera producción.

Una broca diseñada correctamente genera un pozo más calibrado y un trayecto menos tortuoso. Estas características del pozo permiten a los ingenieros registrar el pozo con más facilidad y luego instalar los tubulares, las herramientas y los instrumentos requeridos para la terminación planeada.

En una época, los ingenieros diseñaban y seleccionaban las brocas sencillamente en base a estimaciones aproximadas de la dureza de las formaciones, la profundidad de los intervalos y la hidráulica de perforación; no obstante, como sucede con muchos aspectos de las operaciones de perforación y producción, en los últimos años la ciencia del diseño de las barrenas ha evolucionado a un ritmo acelerado. Las opciones disponibles dentro de las categorías generales de barrenas de cortadores fijos y barrenas de conos giratorios (Fig. 5) se han incrementado y han pasado de

unas pocas a una amplia variedad diferenciada por el tipo de material de manufactura, los procesos y las funciones.

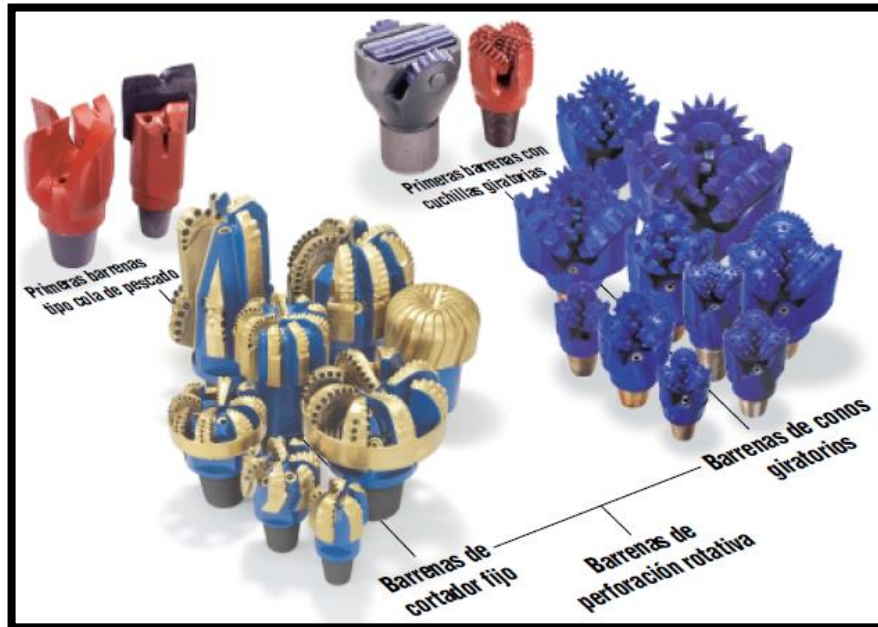


Fig. 5 Distintos Tipos y Diseños de las Brocas

Fuente: (Schlumberger, 2001)

2.4.1 DEFINICIÓN DE BROCA

La broca de perforación es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, que contiene elementos cortantes (fijos o móviles) utilizados para quebrar/romper formaciones (rocas) a un diámetro determinado en el proceso de la perforación rotatoria.

Durante la perforación, las brocas funcionan bajo un principio esencial:

- Vencer los esfuerzos de corte
- Compresión de la roca

El principio de ataque de la broca se realiza mediante la incrustación de sus dientes en la formación y posteriormente en el corte de la roca al

desplazarse dentro de ella; mediante el cizallamiento generado por los cortadores de la broca y que vence la resistencia de la roca.

2.4.2 TIPOS

En los pozos petroleros, las propiedades de la formación y los diámetros de la sarta de revestimiento definen entre otros aspectos, que tipo de broca utilizar en la perforación; para ello, la selección correcta de la broca a utilizar ayudará en la perforación de pozos, ya que cada broca tiene diferente aplicación acorde a los requerimientos deseados.

Existen diferentes tipos de brocas (Fig. 6) dependiendo del tamaño del hueco, litología y sistema direccional.

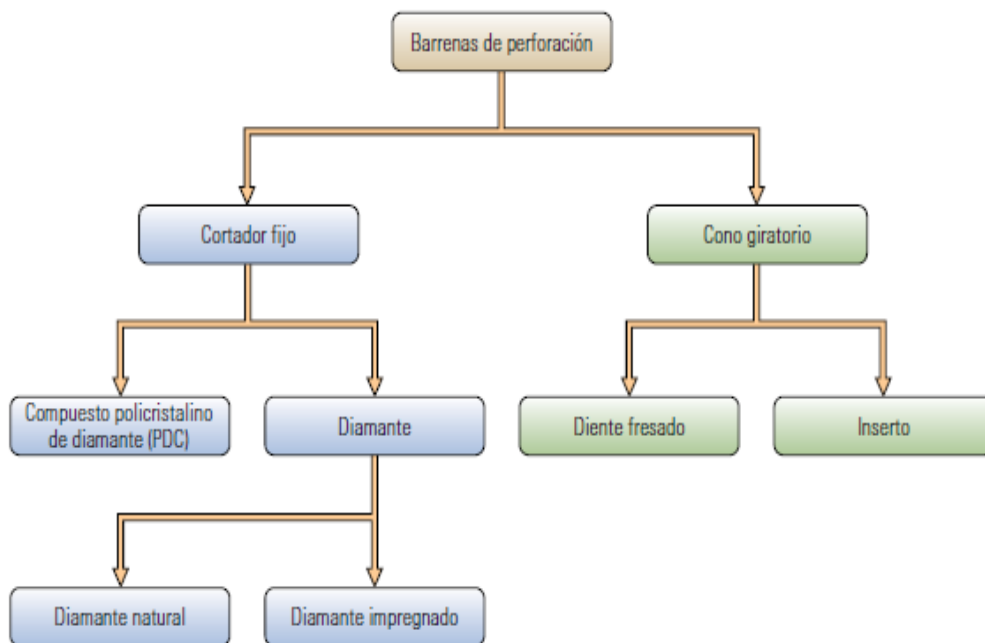


Fig. 6 Tipos de brocas

Fuente: (Schlumberger, 2001)

A continuación se realizará una descripción y análisis de las brocas más utilizadas en la perforación de pozos petroleros en nuestro país, las cuales se clasifican en:

- Brocas Tricónicas
- Brocas PDC (Compactos de Diamante Policristalinos)

2.4.2.1 Brocas Tricónicas

Las brocas tricónicas tienen 3 conos cortadores que giran en su propio eje (Fig. 7), los cuales se van interfiriendo y luego limpiando entre sí, con filas de cortadores en cada cono. Varían de acuerdo con la estructura de corte, pueden tener dientes de acero fresado o de inserto de carburo de tungsteno.

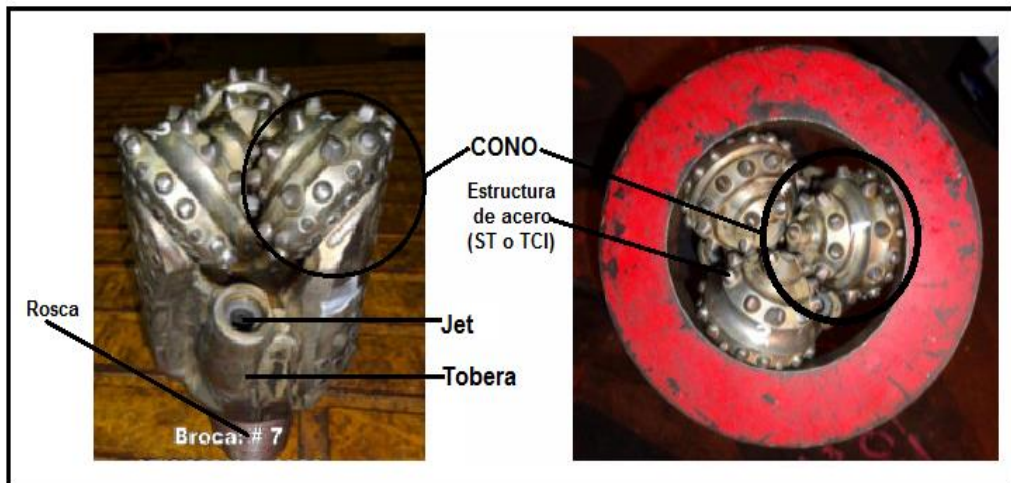


Fig. 7 Partes de la Broca Tricónica

Fuente: (ARCH, 2013)

Los principales componentes de las brocas tricónicas son:

- Cortadores
- Rodamientos
- Cuerpo de la broca
- **Cortadores**

Se dispone de dos tipos de cortadores, los de dientes de acero (Steel Tooth, ST) que son maquinados como parte de los conos y de dientes de carburo

de tungsteno (Tungsten Carbide Inserts, TCI), estos cortadores pueden ser de varios tamaños y durezas de acuerdo a las litologías previstas.

Dientes de Acero (ST): Se fabrican a partir de piezas forjadas de aleación de acero con níquel, molibdeno y cromo. Las brocas con dientes de acero son las más económicas; cuando se usan apropiadamente pueden perforar por varias horas y se diseñan para perforar en formaciones blandas, medias y duras (González , Jara, & Ramírez, 2009).

Dientes con Inserto de Carburo de Tungsteno (TCI): En estas brocas el fabricante introduce insertos duros de Carburo de Tungsteno aplicando presión en huecos perforados en el cono de la broca. Su tiempo de vida útil es mayor debido a que el Carburo de Tungsteno es más resistente al desgaste durante la perforación que el acero y se diseñan para perforar en formaciones blandas, medias y hasta muy duras (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- **Rodamientos**

Dos tipos básicos de rodamientos son usados con las brocas de conos móviles: de rodillos y de fricción (journal).

Rodamientos de rodillos: diseñados para óptima resistencia en espacios limitados según el número y tamaño de rodillos posicionados de tal forma que soporten la mayor carga radial del cortador.

Rodamientos de Bujes (Journal): es un perno sólido unido a la superficie interna del cono que se convierte en el principal elemento del rodamiento que soporta a la carga radial.

- **Cuerpo de la broca**

Una conexión roscada que une la broca con la tubería de perforación.

Tres ejes para los cojinetes en donde van montados los conos.

Los depósitos que contienen el lubricante para los cojinetes.

Los orificios a través de los cuales el fluido de perforación limpia y transporta del fondo los recortes.

2.4.2.2 Brocas PDC (Compactos de Diamantes Policristalinos)

Las barrenas PDC pertenecen al conjunto de barrenas de diamante con cuerpo sólido y cortadores fijos. Su diseño de cortadores está hecho con diamante sintético en forma de pastillas (compacto de diamante), montadas en el cuerpo de los cortadores de la barrena (Fig. 8), pero a diferencia de las barrenas de diamante natural y las STP (Brocas de diamante térmicamente estable), su diseño hidráulico se realiza con sistema de toberas para lodo, al igual que las barrenas tricónicas. Este tipo de barrenas es la más utilizada en la actualidad para la perforación de pozos petroleros.

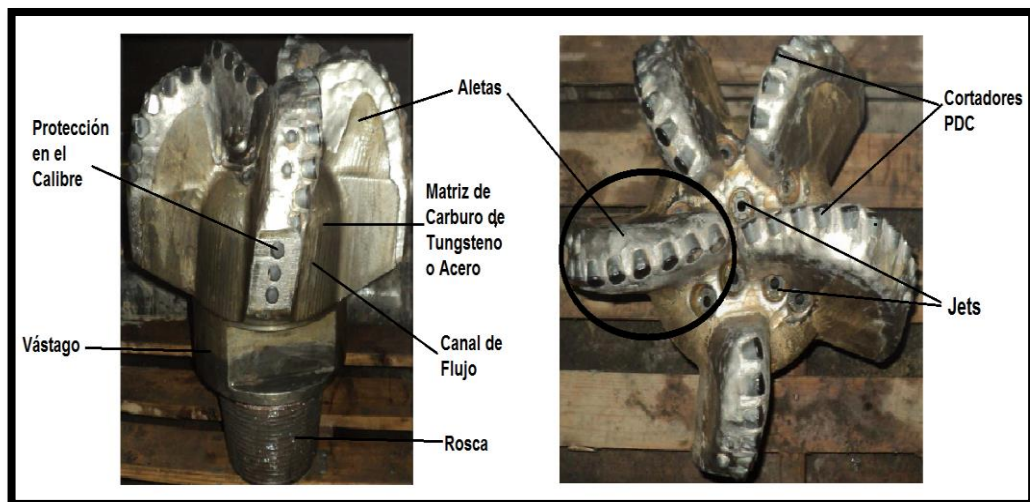


Fig. 8 Partes de la Broca PDC

Fuente: (ARCH, 2013)

Los principales componentes de las brocas con cortadores PDC son:

- Cortadores PDC
- Cuerpo de la broca (También denominado corona)
- Vástago

- Cortadores PDC

El término “cortador” describe el material de diamante fijado en la cara de la broca, ya sea que el material de éste sea de diamantes sintéticos o diamante natural unidos a una base de Carburo de Tungsteno (Fig. 9). La selección del cortador está basada en los requisitos de la aplicación. Todos los cortadores se llaman “fijos”, porque cada cortador hecho de diamante y Carburo de Tungsteno no tienen un movimiento relativo entre los cortadores. A medida que la broca rota sobre la roca, los compactos cortan la formación.

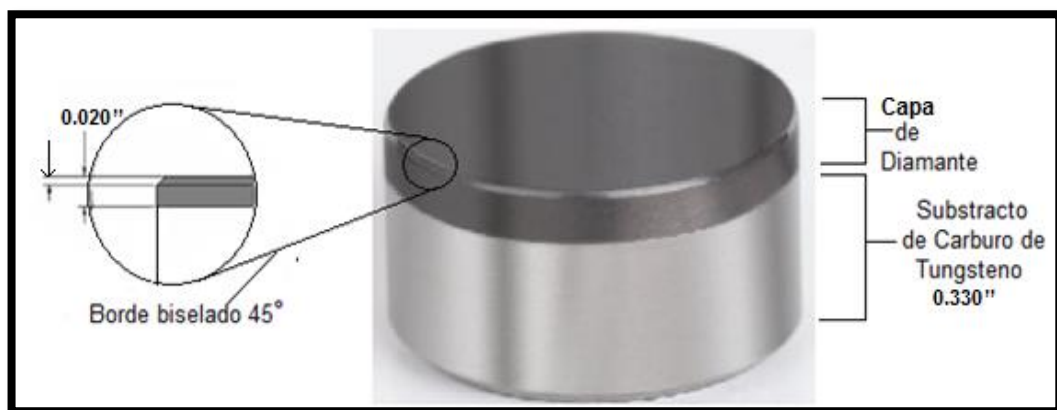


Fig. 9 Cortador PDC

Fuente: (Delgado, Rodríguez, & Arevalo, 2010)

- Cuerpo de la broca

Varios tipos de materiales se usan en las brocas de conos móviles. Cada uno de ellos ha sido seleccionado para ofrecer máxima resistencia, para prolongar la vida de la broca y la eficiencia en la perforación. También denominado corona. Las brocas están fabricadas de dos tipos de cuerpo que son:

Cuerpo de Carburo de Tungsteno: Consiste de una matriz hecha a partir de carburo de tungsteno en polvo, con una aleación de níquel-cobre que actúa como aglutinante. La matriz protege y soporta los cortadores y define la dirección en que circulan los fluidos y las áreas de los canales de limpieza (González, Jara, & Ramírez, 2009).

Cuerpo de Acero: El material es un acero de alta aleación, que provee buena resistencia a la abrasión, a la erosión y elasticidad. Es necesario aplicar material duro (hardfacing) en zonas críticas del cuerpo, con el fin de prolongar su vida útil (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- **Vástago (Shank)**

Es la que vincula la broca con la sarta de perforación que se fabrica con acero de alto porcentaje de aleación tratado térmicamente (González , Jara, & Ramírez, 2009).

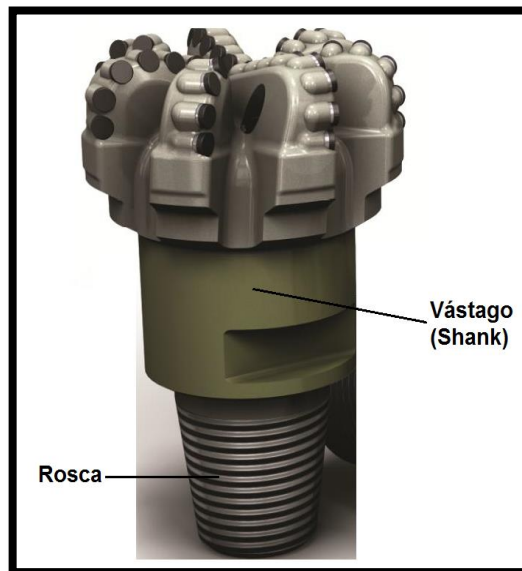


Fig. 10 Vástago-Shank

Fuente: (ARCH, 2013)

2.4.3 MECANISMOS DE OPERACIÓN DE LAS BROCAS

2.4.3.1 Mecanismo de Corte de las Brocas Tricónicas

La broca tricónicas perfora la roca por compresión (trituration). Cuando se tritura la formación (Fig. 11), se ejerce una carga perpendicular a la roca dando lugar a una serie de fracturas que se propagan radialmente desde el punto de contacto hacia el radio del hueco.

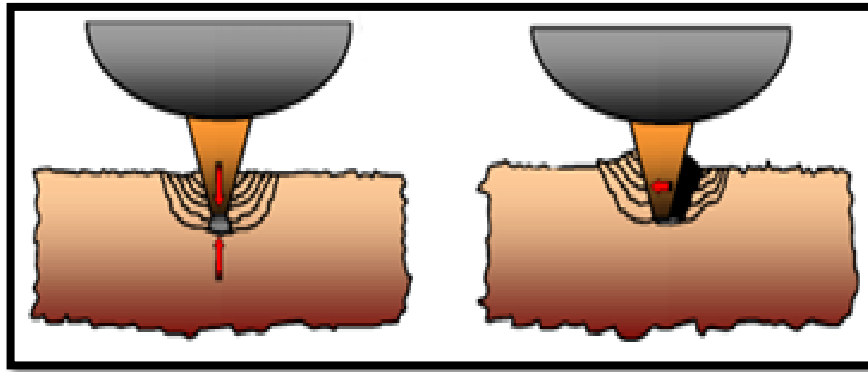


Fig. 11 Acción de Corte en Brocas de Conos

Fuente: (Smith International, 2010)

2.4.3.2 Mecanismo de Corte de las Brocas PDC

Las brocas PDC perforan cizallando la roca lo que hace que la roca se fracture más fácilmente por la acción de la carga de cizallamiento (menos energía, WOB). El cortador PDC fractura la roca por corte. Durante esta acción la dirección de la carga y la fractura resultante son aproximadamente paralelas. A medida que el cortador penetra en la formación, la punta de este corta y remueve el material en forma de capas (Fig. 12).

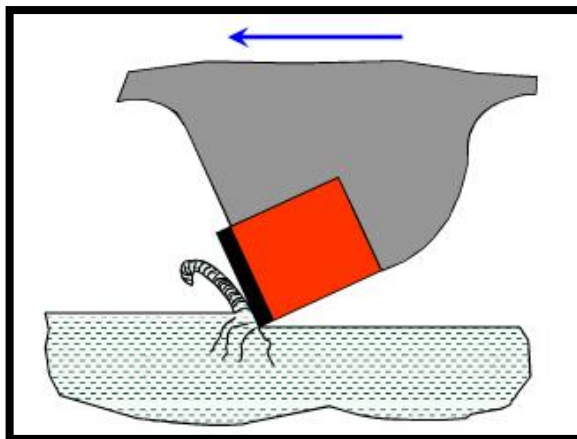


Fig. 12 Acción de Corte en Brocas PDC

Fuente: (Smith International, 2010)

2.4.4 APLICACIONES DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BROCAS

- Brocas Tricónicas

Están diseñadas para una amplia variedad de aplicaciones. Pueden perforar en:

Formaciones suaves

Formaciones duras

- Brocas PDC

Las brocas PDC son bastante costosas, se las puede utilizar por varias horas y sin fallar. Sin embargo, cuando se usan apropiadamente, pueden perforar en:

Formaciones blandas,

Formaciones medianamente duras

Formaciones duras

2.4.5 CÓDIGO IADC PARA IDENTIFICACIÓN DE BROCAS

La selección de las barrenas de perforación es crucial para el éxito del proceso de perforación. La IADC es un sistema de códigos para la identificación de los diferentes tipos de brocas de acuerdo con sus aplicaciones (DE LA TORRE GONZÁLEZ, 2008).

2.4.5.1 Código IADC para Brocas Tricónicas

La asociación internacional de contratistas de perforación (IADC), adoptó un nuevo sistema de clasificación para brocas de conos móviles, con el cual se nombra de una manera estándar cada broca (Tabla. 1). El sistema de

clasificación permite hacer comparaciones entre los tipos de brocas que ofrecen los fabricantes. La clasificación se basa en un código de tres caracteres numéricos (DE LA TORRE GONZÁLEZ, 2008).

- **Primer Carácter (Serie de la estructura cortadora 1- 8).**

Los caracteres de esta serie indican la dureza de la formación, así como también el tipo de estructura de corte la barrena, ya sea dientes o insertos.

Las series del 1 al 3 indican qué barrena tiene dientes de acero. La serie del 4 al 8 indica que la barrena tiene insertos de carburo de tungsteno (TCI). Se considera que en la serie 1 la formación será muy blanda, aumentando hasta la serie 8, en donde la formación será muy dura.

- **Segundo Carácter (Tipos de estructura cortadora).**

Los caracteres presentan una clasificación de dureza dentro de la dureza definida anteriormente. Cada serie está dividida en cuatro tipos en la mayoría de los casos. El 1 indica que es una formación muy blanda, hasta el 4 que indica una formación muy dura.

- **Tercer Carácter (Cojinete/Calibre).**

Este carácter indica una descripción interna y externa de la broca. Hace referencia al diseño del cojinete y a la protección del calibre. Está dividido en siete categorías:

1. Cojinete de rodillo estándar no sellado
2. Cojinete de rodillo enfriado con aire
3. Cojinete de rodillo con calibre protegido no sellado.
4. Cojinete de rodillo sellado.
5. Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido.

6. Cojinete de fricción sellado.

7. Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.

Tabla 1. Códigos IADC para Brocas Tricónicas

	1er Carácter		2do Carácter	3er Carácter						
	SERIE	FORMACIONES	DUREZA	CATEGORÍAS						
DIENTES	1	Blandas	1 Suave	1.- Cojinete de rodillo estándar no sellado	2.- Cojinete de rodillo enfriado con aire	3.- Cojinete de rodillo con calibre protegido no sellado	4.- Cojinete de rodillo sellado	5.- Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido	6.- Cojinete de fricción sellado	7.- Cojinete de fricción sellado con calibre protegido
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	2	Medias	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	3	Duras	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
INSERTOS	4	Muy Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	5	Blanda	1 Suave							
			2 Media Suave							
			3 Media Dura							
			4 Dura							
	6	Media	1 Suave							
	7	Dura	1 Suave							
2 Media Suave										
3 Media Dura										
4 Dura										
8	Muy Dura	1 Suave								
		2 Media Suave								
		3 Media Dura								
		4 Dura								

Fuente: (De La Torre González, 2008)

2.4.5.2 Código IADC para Brocas PDC y de Diamante

Se utiliza un código utiliza al igual que para las barrenas tricónicas, de cuatro caracteres para clasificar las barrenas, el primero alfabético y los tres restantes numéricos (Tabla. 2), (DE LA TORRE GONZÁLEZ, 2008).

- **Primer carácter (Tipo de cuerpo de la barrena).**

En el primer carácter se muestra el material del que está fabricada la barrena. Con una "M" si es de matriz, y con una "S" si es de acero.

- **Segundo carácter (Dureza de la formación).**

El segundo carácter presenta la dureza de formación. La dureza va desde el 1 que indica que es una formación muy blanda, hasta el 7 que indica que se trata de una formación muy dura.

- **Tercer carácter (Tamaño y tipo de cortador).**

Este carácter indica el tipo de cortador y el diámetro de las pastillas de PDC. Esta va desde durezas de formaciones muy blandas a medias. De las durezas de formaciones medias-duras a extremadamente duras ya no es utilizada la pastilla de PDC.

- **Cuarto carácter (Perfil de la barrena).**

Muestra el perfil de la barrena. Se utiliza el 1 para perfil plano, hasta el 4 que es el perfil parabólico largo.

Tabla 2. Códigos IADC para Brocas PDC y Diamantes

1er Carácter		2do Carácter		3er Carácter		4to Carácter			
CUERPO		FORMACIÓN		TAMAÑO		PERFIL			
"M" MATRIZ	"S" ACERO	1	Muy Blanda	2	PDC, 19 milímetros	1.- Perfil Plano	2.- Perfil Parabólico Corto	3.- Perfil Parabólico Medio	4.- Perfil Parabólico Largo
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		2	Blanda	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		3	Blanda a Media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		4	Media	2	PDC, 19 milímetros				
				3	PDC, 13 milímetros				
				4	PDC, 8 milímetros				
		5	Medianamente dura	1	Diamane Natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		6	Dura	1	Diamane Natural				
				2	TSP				
				3	Combinación				
		7	Extremadamente dura	1	Diamane Natural				
				4	Impregnada de diamante				

Fuente: (De La Torre González, 2008)

2.4.6 CÓDIGO IADC PARA DESGASTE DE BROCAS

La International Association of Drilling Contractors (Asociación Internacional de Contratistas de Perforación), ha desarrollado una metodología estándar para describir las barrenas usadas. Esta información es esencial para el análisis detallado para la operación de las barrenas (Tabla. 3).

Tabla. 3 Evaluación - Barrenas Desgastadas

Estructura Cortadora				B	G	Observaciones	
Interior	Exterior	Característica de Desgaste	Ubicación	Sellos de Cojinete	Calibre	Otras características de desgaste	Razones de Salida

Fuente: (Schlumberger, 2011)

2.4.6.1 Hilera Interior e Hilera Exterior:

La hilera interior (Inner) e hilera exterior (Outer), hacen referencia al primer y segundo carácter, que es el grado de desgaste que sufren los dientes de las brocas, de insertos o cortadores fijos (Fig. 13), conos (Fig. 14) o de diamante.

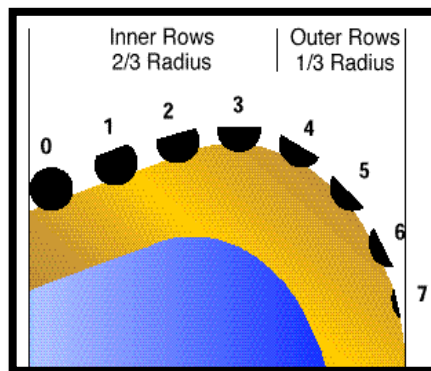


Fig. 13 Brocas - Cortadores Fijos

Fuente: (Schlumberger, 2011)

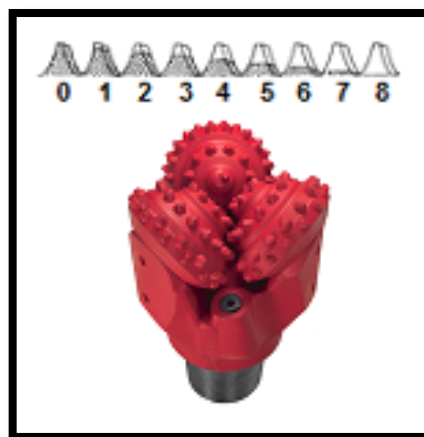


Fig. 14 Broca - Conos de Rodillos

Fuente: (Schlumberger, 2011)

Generalmente se tiene una escala del cero al ocho mientras mayor sea el desgaste mayor será el número con el que se lo clasifique, siendo así:

T0= Desgaste Nuevo.

T1= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T2= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T3= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T4= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T5= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T6= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T7= Desgaste de 1/8pulg de la altura original del diente.

T8= Desgaste total del diente.

2.4.6.2 Característica de Desgaste Primarias y Secundarias:

Las características sobre el desgaste de la barrena (Dull Characteristics and Other Dull Characteristic) (Tabla. 4), son los cambios más evidentes físicamente hablando corresponderán al tercer y séptimo carácter.

Tabla. 4 Características del Desgaste de las Brocas

Características de Desgaste			
Cortadores Fijos		Cortadores Móviles	
BF	Falla de Adherencia	*BC	Cono Roto
BT	Cortadores Rotos	BF	Falla de Hueso
BU	Embolada	BT	Dientes/Cortadores Rotos
CT	Cortadores cincelados	BU	Barrena embolada
ER	Erosión	*CC	Cono Agrietado
HC	Dañada por Calor	*CD	Cono atascado
JD	Daño por chatarra metálica	CI	Interferencia de cono
LN	Tobera Perdida	CR	Cortado de núcleos
LT	Cortador perdido	CT	Dientes/cortadores cincelados
NR	No se puede volver a correr	ER	Erosión
PN	Tobera tapada	FC	Desgaste en crestas planas
RG	Diámetro externo desgastado	HC	Dañada por calor
RO	Desgaste anillado	JD	Daño por chatarra metálica
RR	Se puede volver a correr	*LC	Cono perdido
SS	Desgaste de autoafilado	LN	Tobera perdida
TR	“Tracking”	LT	Dientes/Cortadores perdidos
WO	Barrena lavada	OC	Desgaste descentrado
WT	Cortadores gastados	PB	Barrena deformada
NO	No tiene características de desgaste	PN	Tobera tapada/pasaje de flujo tapado
		RG	Calibre redondeado
		RO	Desgaste anillado
		SD	Faldón dañado
		SS	Desgaste de autoafilado
		TR	Tracking

Fuente: (Schlumberger, 2011)

2.4.6.3 Ubicación:

La Ubicación (location), es el cuarto carácter que indica según un código de letras, el lugar dónde se produjo el desgaste.

- Broca de cortador fijo

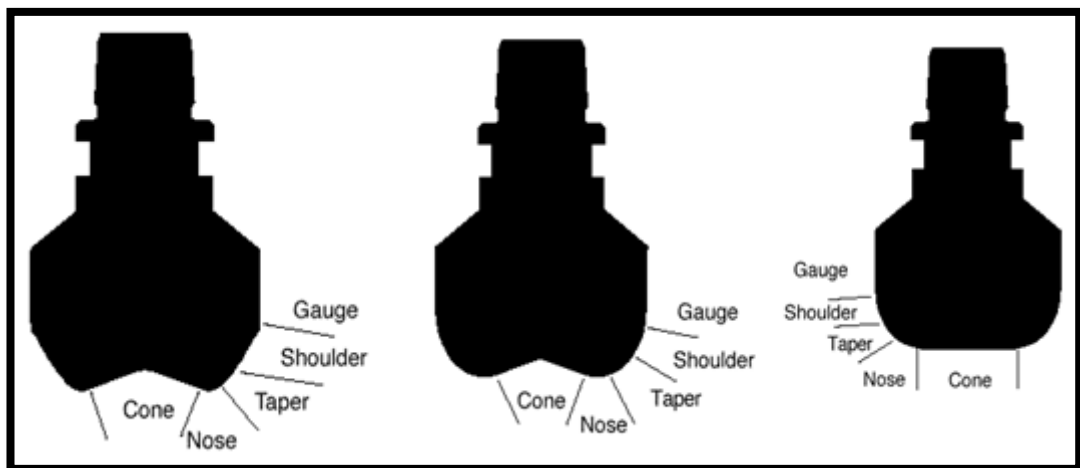


Fig. 15 Ubicación del Desgaste de Brocas de Cortador Fijo

Fuente: (Schlumberger, 2011)

C - Cono

N - Nariz

T - Ahusamiento

S - Hombro

G - Diámetro o Calibre

- Broca de Cono Giratorio

N – Hilera de la Nariz

M – Hilera Intermedia

G – Hilera del Calibre

A – Todas las Hileras

2.4.6.4 Sellos de Cojinete:

Los sellos de cojinete (Bearing/Seals), es el quinto carácter que califica la condición de los cojinetes en caso de que la broca sea tricónica, donde los cojinetes no sellados tienen una escala lineal que estima la vida usada del cojinete (0 – No se ha usado la vida útil, 8 – Se usó toda la vida útil, es decir no queda vida útil en el cojinete) y los cojinetes sellados se califica de la siguiente manera:

E – Sellos siguen Efectivos

F – Fallaron los Sellos

N – No se pudo calificar.

Pero en el caso de brocas de cortador fijo siempre van a estar designadas con una "X" que significa Broca PDC.

2.4.6.5 Calibre:

El calibre (gauge), es el séptimo carácter y usa la letra "I" para designar brocas que están en su diámetro o calibre original.

1/16 = 1/16pulg. Bajo calibre

2/16 = 1/8pulg. Bajo calibre

4/16 = 1/4pulg. Bajo

La medida en tricónicas se debe multiplicar por 2/3.

2.4.6.6 Razones de Salida:

Las razones de salida (Reason output), es el octavo carácter que indica la razón por la cual fue retirada la broca.

Tabla. 5 Razones para Sacar una Broca del Pozo

Códigos para Sacar a una Broca	
BHA	Cambiar el ensable de fondo de pozo
DMF	Falla del motor en el pozo
DSF	Falla de la sarta de perforación
DST	Prueba de la Sarta de perforación
DTF	Falla de la herramienta de fondo de pozo
RIG	Reparación del equipo de perforación
CM	Condición del lodo
CP	Punto para sacar núcleos
DP	Taponamiento del pozo
FM	Cambio de formación
HP	Problemas de pozo
HR	Horas
PP	Presión de Bombeo
PR	Velocidad de perforación
TD	Profundidad total / Punto para tubería de revestimiento
TQ	Torque
TW	Torque excesivo
WC	Condiciones climáticas
WO	Rotura de la sarta de perforación por fuga hidráulica

Fuente: (Schlumberger, 2011)

Estos códigos son utilizados para todas las brocas.

2.5 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Una vez revisado las características, aplicaciones y tipos de brocas de perforación, se hace necesario analizar otros parámetros que influyen directamente en la eficiencia o rendimiento de operación de las brocas, como es los parámetros de perforación.

2.5.1 PESO SOBRE LA BROCA (WOB)

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

En general, se debe aplicar peso, antes de que se supere la velocidad rotaria, de manera que la estructura de corte se mantenga en profundidad para estabilizar la broca y evitar remolino (González , Jara, & Ramírez, 2009).

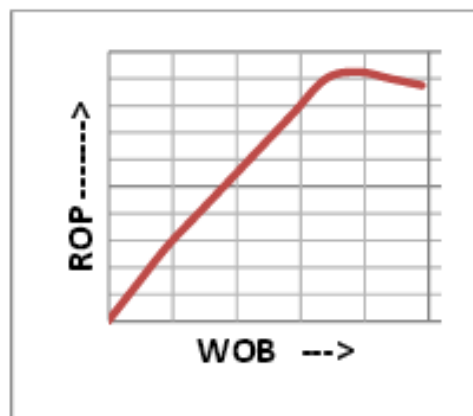


Fig. 16 Peso Sobre la Broca vs ROP

Fuente: (Rivera Pacheco, 2012)

2.5.2 RATA DE PENETRACIÓN (ROP)

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

cambiarla debido a que su valor no se encuentra dentro del rango adecuado de operación y además dependerá del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando) (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- **ROP neto**

Es la relación entre el intervalo perforado (pies) y las horas efectivas (hrs) empleadas para perforar dicho intervalo.

- **ROP promedio**

Es la relación entre el intervalo perforado (pies) y las horas promedio (hrs) empleadas para perforar dicho intervalo, las horas promedio incluyen el tiempo de conexión y cualquier otra actividad que tenga un tiempo menor de duración 30 min.

2.5.3 VELOCIDAD ROTARIA (RPM)

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

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

Cuando la broca empieza a crear remolino no se debe tener una alta velocidad de rotación porque puede iniciar resonancia (altos niveles de vibración) de la sarta, problema que no se desea tener (González , Jara, & Ramírez, 2009).

- **RPM rotación**

Son las revoluciones en superficie aplicadas por la mesa rotaria a la sarta de perforación.

- **RPM motor**

Son las revoluciones que se tiene en el fondo por el motor como se muestra en la (Ec. 1):

$$rev = \frac{rev}{Gal} \times gal \quad (\text{Ec. 1})$$

Si el motor de fondo tiene un factor de 0.11 rev/gal, y se está utilizando 900 galones. Cual serán las revoluciones del motor.

$$rev = 0.11 \frac{rev}{gal} \times 900 gal$$
$$rev = 99 rev.$$

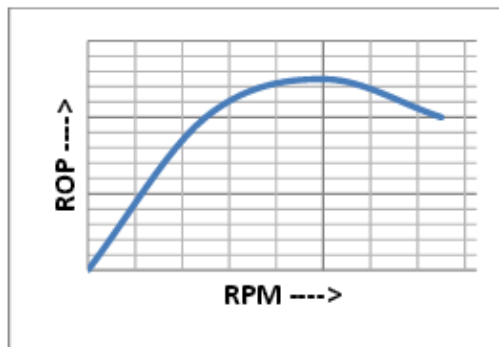


Fig. 17 Velocidad Rotaria vs ROP

Fuente: (Rivera Pacheco, 2012)

2.5.4 TASA DE FLUJO (gpm)

Afecta la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular y aumentan la energía hidráulica en la broca (González , Jara, & Ramírez, 2009).

2.5.5 TORQUE (TQ)

Al aplicar una fuerza en un punto de un cuerpo rígido, este va a realizar un movimiento de rotación en torno a algún eje. La propiedad de la fuerza para hacer girar al cuerpo se mide con una magnitud física que llamamos torque, medido en libras fuerza por pie (González , Jara, & Ramírez, 2009).

El torque rotativo es un indicador de lo que está pasando al nivel de la broca de perforación, a continuación se explicará que sucede cuando hay un alto torque en las brocas PDC y Tricónicas:

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

2.6 VIBRACIONES

Las vibraciones son inevitables en una perforación. La vibración en la sarta de perforación es la energía liberada en forma mecánica debido al desbalance de energía existente en un sistema de perforación, constituido por la interfaz con la roca perforada, la sarta de perforación, barrena y lodo de perforación, la energía libera es debida a la relación $E_s < E_{ts}$ donde **E_s** , es la energía necesaria para perforar la roca y **E_{ts}** , es la energía total del sistema.

Sin embargo, las consecuencias sobre el proceso de perforación dependen del diseño de la parte inferior de la sarta (BHA), de la formación perforada, y, en gran medida, de la elección de los parámetros de perforación, sobre todo, del peso en la broca (WOB), la velocidad rotacional de la sarta y de la broca.

2.6.1 TIPOS DE VIBRACIONES

Las vibraciones mecánicas aparecidas en una sarta de perforación se clasifican (Fig. 18) dependiendo de la dirección en la que las mismas se presentan como son:

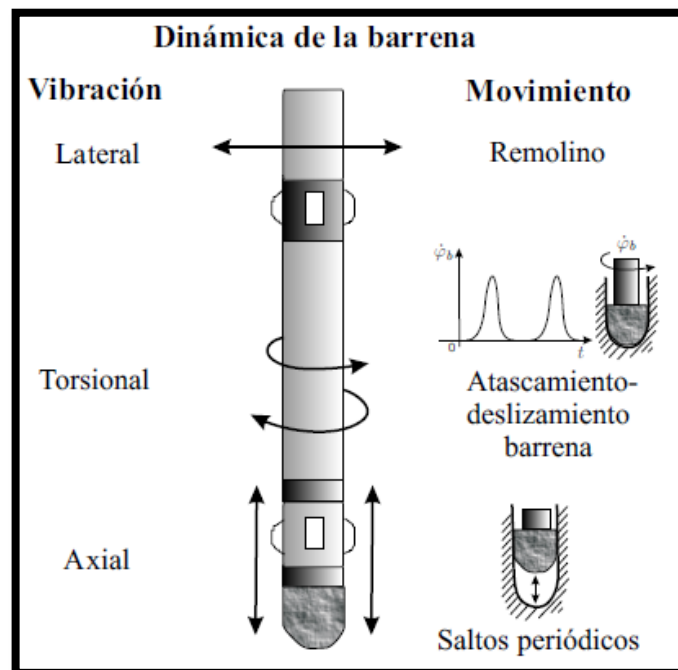


Fig. 18 Vibraciones Mecánicas en una Sarta de Perforación

Fuente: (Suaréz & Navarro López, 2005)

- **Vibración Axial o longitudinal:** Movimiento a lo largo del eje rotacional de la sarta de perforación.
- **Vibración Lateral:** Perpendicular al eje rotacional de la sarta de perforación.

- **Vibración Torsional:** Vibración angular alrededor del eje rotacional de la sarta de perforación.

2.6.2 CAUSAS DE VIBRACIÓN

- **Vibraciones axiales**

Este tipo de vibración, también conocida como “bit bounce” puede causar saltos de la sarta de perforación y disminuir la tasa de penetración (ROP). Además que las fluctuaciones del peso efectivo en el fondo del agujero también pueden dañar la barrena y al aparejo de fondo de la sarta de perforación. Las vibraciones axiales son más comunes cuando se está perforando con barrenas tricónicas (Mac Donald González & Cedro Resendiz, 2010).

- **Vibraciones Torsionales**

Estas vibraciones, también conocida como “Stick/slip” provocan que la rotación en la barrena sea irregular, lo cual puede causar daños en las conexiones de las tuberías y en la misma barrena reduciendo así el rendimiento de la perforación.

En este caso la velocidad de rotación disminuye en la barrena y en los estabilizadores, mientras que la velocidad en la mesa rotaria y el top drive aumenta. Este proceso hace que la barrena y el estabilizador acumulen una gran cantidad de energía que al liberarse provoca un incremento drástico y peligroso en la velocidad de rotación (Mac Donald González & Cedro Resendiz, 2010).

- **Vibraciones laterales**

Estas vibraciones, también conocidas como “Bit Whirl” ocurren cuando la barrena o los estabilizadores giran alrededor de un eje no coincidente con el eje del agujero lo cual provoca una ampliación no deseada en el diámetro del agujero. Este tipo de rotación puede no ser identificada en superficie lo

cual puede causar reducción en la vida del aparejo de fondo de la sarta de perforación debido a los ciclos de tensión de alta frecuencia en la sarta de perforación (Mac Donald González & Cedro Resendiz, 2010).

2.7 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

2.7.1 DEFINICIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación o lodo de perforación como comúnmente se lo llama, son fluidos diseñados exclusivamente para que circulen a través del pozo a perforar, cumpliendo con ciertos requisitos de eficiencia de limpieza y seguridad durante la perforación de un pozo.

2.7.1.1 Clasificación de los Fluidos de Perforación

Estos se encuentran en estado líquido; Fase Continua, cuando los aditivos químicos están suspendidos en el líquido; y Fase Discontinua, cuando las partículas sólidas o líquidos suspendidos están dentro de otro (Glóbulo). A continuación se presenta en la (Tabla. 6) lo antes mencionado.

Tabla. 6 Tipo de Sistema de Fluido-Base del Lodo

FASE CONTINUA (MAYOR VOLUMEN DE LÍQUIDOS)	FASE DISCONTINUA (MENOR VOLUMEN DE SÓLIDOS O LÍQUIDOS)	TIPO DE FLUIDO
El agua integra del 60 al 90% del volumen	Bentonita, Barita, Dispersantes y ciertos polímeros. Integran 7 al 27 % de los sólidos y el 3 % de lubricantes líquidos como volumen.	La fórmula de estos tipos de fluidos se conoce como base AGUA
El aceite integra del 40% al 70% de volumen.	Las salmueras de diversas sales como calcio o sodio, ocupan entre el 10 y el 20% como volumen; los emulsificantes el 5% y de un 15 a 35% los sólidos.	La fórmula de estos tipos de fluidos se conoce como base ACEITE.

Fuente: (Ing. Arrieta, 2013)

Las composiciones de los fluidos de perforación varían según las exigencias del pozo, las capacidades de los equipos de perforación y los asuntos ambientales. Estos se clasifican de la siguiente manera:

- Fluidos Base Agua,
- Fluidos Base Aceite,
- Fluidos Base Aire; y,
- Fluidos Base Espuma.

2.7.1.1.1 Fluido Base Agua (WBM)

Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos.

El tipo de agua (dulce, agua de mar o salmuera) a usar depende de su disponibilidad y de las propiedades que debe tener el lodo para perforar el hueco eficientemente.

Ventajas del lodo base agua:

- Estabilidad térmica hasta 300°F.
- Adecuada lubricidad.
- Precios competitivos - reutilizable.

2.7.1.1.2 Fluido Base Aceite (OBM)

Los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continúa, al igual que el filtrado, es puro aceite. Pueden ser del tipo de emulsión inversa o cien por ciento (100%) aceite.

- **Emulsión Inversa**

Es una mezcla de agua en aceite a la cual se le agrega cierta concentración de sal para lograr un equilibrio de actividad entre el fluido y la formación.

- **100% Aceite**

Los fluidos 100% aceite se pueden agrupar (Tabla. 7) en los siguientes tipos:

Tabla. 7 Clasificación de los Fluidos 100% Aceite

Convencionales	Especiales
Base aceite mineral	Conductivo
Base aceite sintético	Con polímero y sin emulsificante

Fuente: (Romai, 2010)

Fluido convencional 100% aceite mineral: Este sistema no contiene agua, sino que es un fluido completamente con aceite mineral.

Fluido convencional 100% aceite sintético: Este sistema reemplazó los sistemas tradicionales base diesel y base aceite mineral, con la intención de reducir el impacto sobre el medio ambiente en áreas sensibles, tanto en tierra como costa afuera.

Ventajas del lodo base aceite:

- Bueno para perforación en formaciones lutíticas debido a que no reacciona con las arcillas de la formación causando inestabilidad en el fluido.
- Puede ser tratado y reusado, así como ser empleado para largas corridas pudiendo con ello reducir los costos totales debidos a fluidos de perforación.
- Teniendo al aceite como fase externa funciona como buen lubricante, reduciendo con ello el torque de perforación.
- Estable a temperaturas de hasta 400°F.

2.7.1.1.3 Fluido Base Aire

El aire reúne ciertas características favorables para utilizarse como medio de circulación en la perforación rotatoria de área de baja presión de formación, el cual requiere un equipo especial y técnicas adecuadas (López Silva, 2013).

Ventajas del lodo base aire:

- Rápido avance de perforación.
- Minimiza la presión ejercida sobre la formación.
- Se puede perforar económicamente en zonas de pérdida de circulación severa.

2.7.1.1.4 Fluido Base Espuma

El uso de espuma como fluido de perforación es aplicable en áreas donde las operaciones con aire se imposibilitan por la instrucción de agua. La espuma es un sistema coloidal en el cuál las dos fases son gas-aire y un líquido (agua) adicionado con un agente espumante (López Silva, 2013).

Ventajas del lodo base espuma:

- Avance rápido de perforación.
- Menor costo en la perforación de zonas de pérdida de circulación.
- Reduce los requerimientos de compresión de aire en forma sustancial.

2.7.1.2 Propiedades de los Fluidos de Perforación

Es importante que en las propiedades de un fluido de perforación se lleve un control minucioso, para que esté proporcione un trabajo eficiente en la perforación, evaluándolo constantemente para obtener lo siguiente:

- El nivel deseado y el control de cada propiedad.
- Conocimiento de los problemas ocasionados y las causas que los originan.
- Los tratamientos efectivos para solucionar estos problemas.

A continuación se mencionan cada una de las propiedades de un fluido de perforación.

2.7.1.2.1 Densidad del Lodo (MW)

La densidad (comúnmente llamada peso del lodo/Mud Weight), es una de las principales propiedades del lodo y es la más crítica de cualquier fluido de perforación o completación, ya que con ella se provee el control primario del pozo y mantiene los fluidos contenidos dentro del hoyo durante la perforación.

El peso del lodo se puede expresar como se muestra en la (Ec. 2).

$$\rho = \frac{w}{v} \left(\frac{lb}{gal} \right) \quad (\text{Ec. 2})$$

w= Peso (lb).

v= Volumen (gal).

A continuación se mencionan las propiedades reológicas.

2.7.1.2.2 Viscosidad Plástica (Vp)

La Viscosidad Plástica/Plastic Viscosity, es la resistencia a fluir causada por la fricción mecánica que es causada por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase líquida.

2.7.1.2.3 Viscosidad de Embudo (FV)

La viscosidad de embudo/funnel viscosity es un viscosímetro de Marsh, este procedimiento consiste en medir el tiempo requerido para que un cuarto de galón (946ml) de lodo pase a través de un embudo y a continuación una taza el valor resultante. El único beneficio que aparentemente tiene, es el de

suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar.



Fig. 19 Viscosímetro de Marsh

Fuente: (Quiroz, 2015)

2.7.1.2.4 Punto de Cedencia (YP)

El punto de cedencia/ Yield Point es la resistencia inicial al flujo debida a las fuerzas electroquímicas entre las partículas que por fricción mecánica. Estas fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. El punto de cedencia depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos en el lodo.
- La concentración volumétrica de los sólidos.
- El ambiente iónico del líquido que rodea a los sólidos.

2.7.1.2.5 Fuerza de Gelatinización

La fuerza de gelatinización es una de las propiedades tixotrópicas más importantes para un fluido, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo.

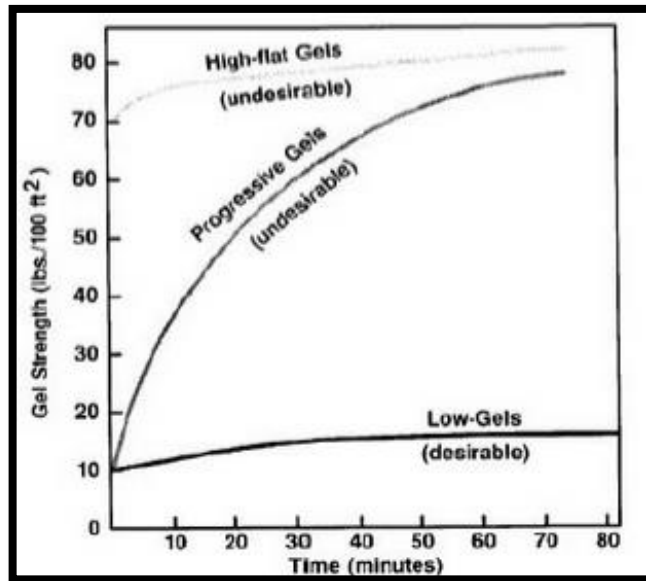


Fig. 20 Tipos de Fuerza de Gel
Fuente: (Schlumberger, 2011)

2.7.1.2.6 Contenido de Sólidos (% sol)

Los sólidos es toda partícula contenida (barita, arcilla y sólidos indeseables como ripios y arenas) en los fluidos de perforación, los cuales hay que eliminar del sistema.

2.7.1.3 Funciones del Fluido de Perforación

Los fluidos de perforación son formulados para llevar a cabo una amplia variedad de funciones. Si bien la lista es extensa y variada, las características de rendimiento clave son las siguientes:

- **Control de las presiones de formación**

El fluido de perforación es vital para mantener el control de un pozo (Fig. 21). El lodo es bombeado a través de la sarta de perforación, a través de la barrena y de regreso por el espacio anular.

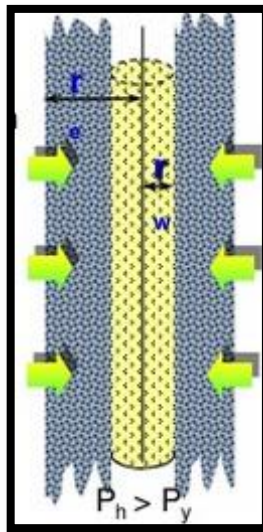


Fig. 21 Control de las Presiones de Subsuelo

Fuente: (Ing. Arrieta, 2013)

- **Remoción de los recortes del pozo**

La circulación del fluido de perforación permite llevar los recortes fragmentos de rocas (Fig. 22) generados por la barrena a la superficie; su capacidad de transporte es clave para la eficiencia de la perforación y la minimización del potencial para el atascamiento de la tubería (Ing. Ruiz , 2013).

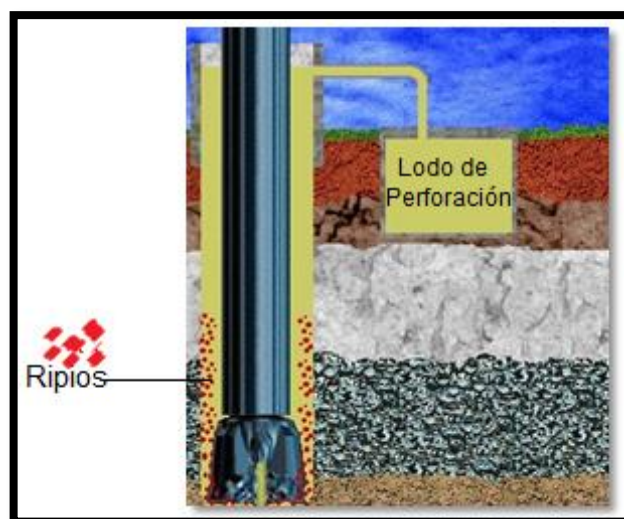


Fig. 22 Transporte de Ripios desde el Fondo del Hoyo hacia la Superficie

Fuente: (Quiroz, 2015)

- **Enfriamiento y lubricación de la broca**

A medida que el fluido de perforación pasa a través y alrededor del arreglo de perforación rotativo, ayuda a enfriar y lubricar la barrena (Fig. 23).



Fig. 23 Enfriamiento y Lubricación de la Broca

Fuente: (Ing. Arrieta, 2013)

- **Transmisión de la energía hidráulica a la barrena y las herramientas de fondo de pozo**

La energía hidráulica liberada contra la formación, ablanda y eleva los recortes lejos de la formación. Además, esta energía acciona los motores de fondo y otros equipos que direccionan la barrena y obtienen datos de perforación o de la formación en tiempo real (Fig. 24).

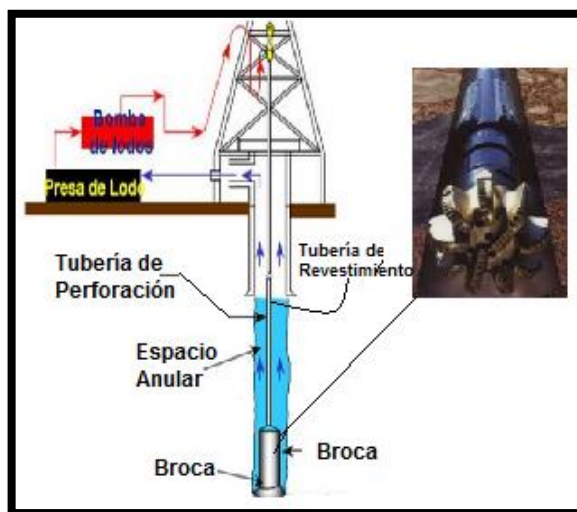


Fig. 24 Potencia Hidráulica a la Broca y Herramientas de Fondo

Fuente: (Quiroz, 2015)

- **Prevenir el derrumbamiento de las paredes del hoyo.**

Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma, al ejercer una presión sobre las paredes del hoyo abierto (Fig. 25) (Ing. Ruiz , 2013).

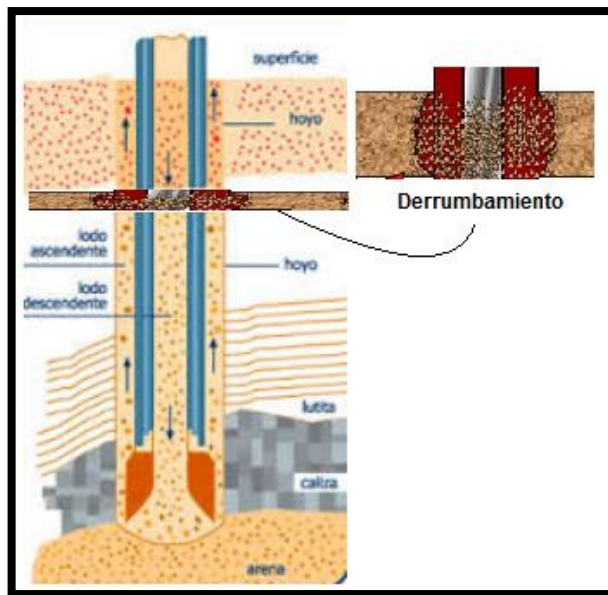


Fig. 25 Derrumbamiento de las Paredes del Pozo

Fuente: (Quiroz, 2015)

- **Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación**

Las propiedades tixotrópicas del lodo, deben permitir mantener en suspensión las partículas sólidas (Fig. 26), cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlas en la superficie cuando esta se reinicia (Ing. Ruiz , 2013).

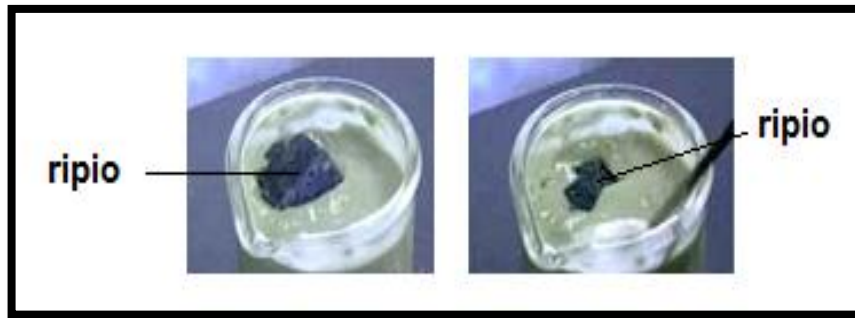


Fig. 26 Suspensión de los Ripios

Fuente: (Ing. Arrieta, 2013)

- **Soportar parte del peso de la sarta de perforación o del revestidor.**

Con el incremento de las profundidades perforadas el peso que soporta el equipo de perforación, se hace cada vez mayor. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el lodo (Ec. 3), es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación (Ec. 3.1 o Ec. 3.2) (Ing. Ruiz , 2013).

$$\mathbf{PESO\ TUBERÍA = Peso\ Tubería\ (aire) \times Factor\ de\ flotación \quad (Ec.\ 3)}$$

$$\mathbf{Ff = 1 - (0.015 \times \rho \left(\frac{lb}{gal}\right))} \quad \mathbf{(Ec.\ 3.1)}$$

$$\mathbf{Ff = 1 - (0.002 \times \rho \left(\frac{lb}{pie^3}\right))} \quad \mathbf{(Ec.\ 3.2)}$$

Un aumento de la densidad del lodo conduce a una reducción del peso total que el equipo de superficie debe soportar (fig. 27).

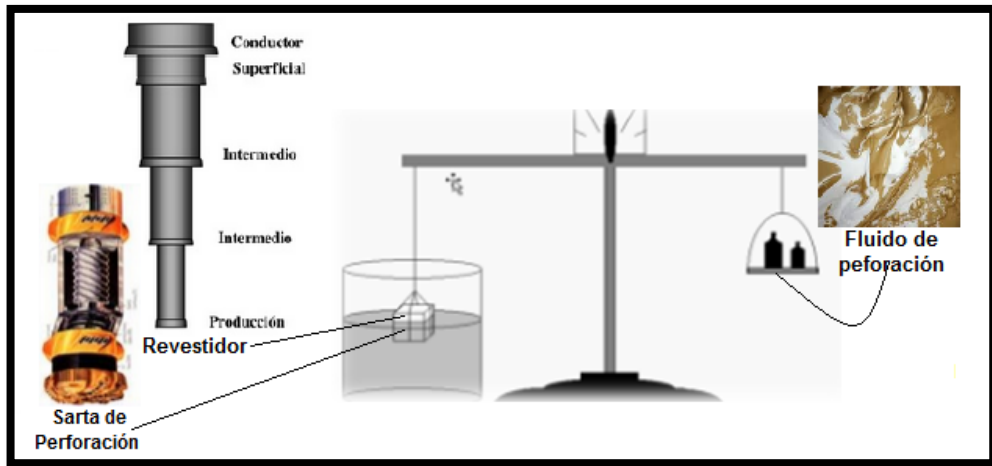


Fig. 27 Sarta de Perforación y Revestidor vs. Fluido de Perforación

Fuente: (Quiroz, 2015)

- **Prevenir daños a la formación.**

Debe elegirse un sistema de lodo que dentro de la economía total del pozo, asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, para minimizar el daño de la formación a producir que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción (Fig. 28).

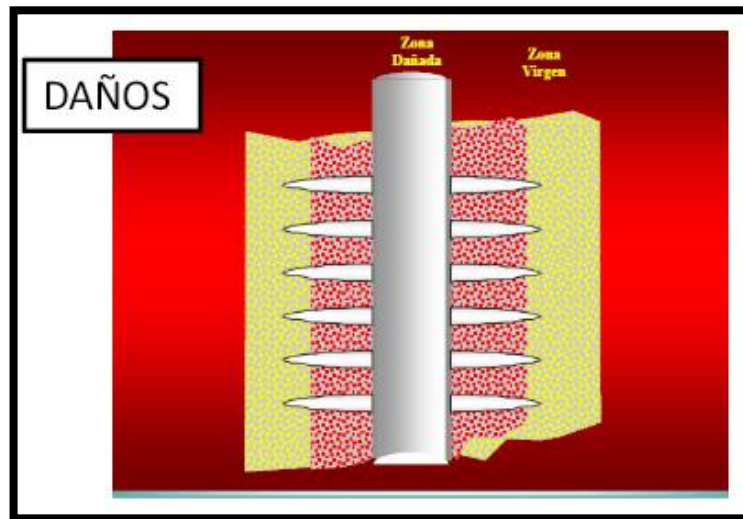


Fig. 28 Daños de la Formación- Hinchamiento de Arcillas

Fuente: (Ing. Arrieta, 2013)

2.7.2 HIDRÁULICA DE BROCAS

El diseño de la hidráulica de broca permite seleccionar la tasa de flujo óptima y el correspondiente tamaño de los jets, para maximizar los siguientes parámetros:

- Potencia hidráulica de la broca.
- Fuerza de impacto.
- Velocidad en los jets.

Para optimizar la operatividad de la broca es necesario realizar un diseño hidráulico tal que contribuya al mejoramiento de la tasa de penetración. Es necesario tomar en cuenta los siguientes términos:



Fig. 29 Hidráulica de la Broca

Fuente: (SCHLUMBERGER SEDCO FOREX, 2006)

2.7.2.1 Fuerza de Impacto (HSI):

El cual representa el índice o la fuerza con que la broca se enfrenta a la formación, contribuyendo al efecto de flotabilidad de la mecha. Se calcula con la siguiente fórmula:

$$HSI = \frac{HHP}{A} \quad (\text{Ec. 4})$$

Dónde:

HSI= Hydraulic Strenght Impact.

HHP= (Hydraulic Horse Power), Potencia en la broca, hp/pulg²

$$HHP = \frac{\Delta P_m \times Q}{1714} \quad (\text{Ec. 5})$$

ΔP_m =Caída de Presión en la Barrena, psi

Q = Caudal de Flujo, gpm

A = Área del hoyo, pulg

$$A = \left(\frac{\pi}{4} \right) \times D_h \quad (\text{Ec. 6})$$

Los fabricantes de barrenas a menudo recomiendan que la energía hidráulica del fluido a través de los chorros tenga valores de HHP ubicados entre un rango de 2.0 y 7.0 y HSI entre un rango de 2.5 y 6.0. Ello para garantizar un adecuado funcionamiento de los dientes de la barrena y la limpieza en el fondo del hoyo (con el valor mínimo de HHP) y también para evitar la erosión y/o desgaste prematuro de la barrena por sí misma (para ello se tiene un valor máximo de HHP) (DrillingFormulas.com, 2009).

2.7.2.2 Área Total de Flujo (TFA):

Total Flow Area (TFA), representa la sumatoria de las áreas de los chorros de la broca a través de los cuales pasa el flujo. Para considerar el TFA, se necesita contar con todos los chorros que hay tanto en la broca como en el ampliador (reamer) en el caso de brocas bicéntricas. Se calcula de la siguiente forma (PerfoBlogger, 2011):

$$\mathbf{TFA} = \frac{N^2}{1303.8} \quad \mathbf{(Ec. 7)}$$

Dónde:

TFA= Área de fluido total, pulg²

N = Sumatoria de número de boquillas (área del chorro/32)

2.7.2.3 Velocidad de los Chorros:

La caída de presión originada en la broca influye en la velocidad de salida de los chorros, mientras menor diámetro tengan estos mayor será la velocidad de salida y la fuerza de impacto, representando con ello una mayor caída de presión. Esta velocidad la podemos calcular por la fórmula siguiente (PerfoBlogger, 2011):

$$\mathbf{V_{Jets}} = \frac{Q}{3.12 \times TFA} \quad \mathbf{(Ec. 8)}$$

Dónde:

V_{Jets}= Velocidad de los chorros, pie/min.

Q = Caudal de la bomba en uso, gpm.

TFA = Total Flow Area, de los jets de la broca en uso, pulg.

3,12 = Factor de conversión (número π).

2.7.2.4 Caída de Presión en la Broca:

Representa la pérdida de presión al pasar el fluido de perforación a través de los chorros de la broca, debida a la diferencia de diámetro entre la tubería y la parte interna de la broca a través de los chorros. Se puede calcular por la siguiente fórmula (PerfoBlogger, 2011):

$$\Delta P_{bit} = \frac{Q^2 \times \rho_{lodo} \times 10^6}{A_n^2 \times 6.496} \quad (\text{Ec. 9})$$

Dónde:

Δ_{bit} = Caída de presión de la broca, psi.

Q = Caudal de Flujo, gpm.

Δ_{lodo} = Densidad del Lodo, lb/gal.

An = Área Total de los Chorros, pulg.

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN REFERENTE A BROCAS EN LOS REPORTES FINALES DE PERFORACIÓN EMITIDOS POR LAS EMPRESAS OPERADORAS A LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURÍFERO (ARCH)

Los reportes finales tienen un sin número de ítems en los que se detalla cada una de las operaciones realizadas en el pozo, estos reportes son realizados por cada empresa que está prestando sus servicios para producción del pozo y a su vez son entregados a la persona encargada para que esta emita un informe final de todos los procedimientos realizados en el pozo con sus respectivas datos obtenidos.

Dentro de los reportes finales se tiene unos ítems de brocas, por consiguiente el propósito de este trabajo es analizar solo los informes de brocas emitidos por las compañías operadoras a la ARCH, para revisar la información que están entregando y así llevar un mejor control de dichos reportes.

A continuación se analizará el contenido de un Reporte Final de Brocas, en el que se detalla cada sección perforada con los siguientes parámetros:

- Registro de Brocas
- Datos de la Brocas
- Detalles de la Corrida (Parámetros de Perforación, Profundidad)
- Datos de la Hidráulica de Brocas

- Formaciones Atravesadas
- Modo de Perforación (Rotando y Deslizando)
- SURVEYs (Inclinación y Azimuth)
- Coordenadas de la Perforación
- Arreglo del Ensamblaje de Fondo (BHA)
- Calificaciones de las Brocas (IADC)
- Prácticas Operacionales para Cada Sección Atravesada (Comentarios)
- Gráficas de los Parámetros de Perforación
- Conclusiones, Recomendaciones y Lecciones Aprendidas

3.1 REGISTRO DE BROCAS

En cada pozo se lleva un registro de las brocas utilizadas con la finalidad de conocer los detalles del trabajo cumplido en cada corrida (ANEXO 1), para determinar los factores que mejoraron o redujeron el desempeño de la perforación y usarlos en una próxima corrida. Dichos factores presentados son (González , Jara, & Ramírez, 2009):

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

3.2 DATOS DE LAS BROCAS

Las empresas encargadas llevan un registro continuo de las brocas que se utilizaron durante la perforación de un pozo. En un reporte final de brocas estas empresas detallan los datos específicos de cada broca utilizada (Tabla. 8), y así dan a conocer lo siguiente: número de broca, número de

corridas realizadas con está, el tamaño, el tipo de broca que se ha utilizado, la Serie numérica que tiene de fábrica, el fabricante y su IADC.

Tabla. 8 Datos Específicos de la Broca XR+CPS.

BIT DATA		
BIT NUMBER	:	1
RUN NUMBER	:	1
SIZE	:	26 inches
TYPE	:	XR+CPS
S/N	:	PW9196
ER	:	N/A
MANUFACTURER	:	SMITH
IADC	:	115

Fuente: (ARCH, 2013)

3.3 DETALLES DE LA CORRIDA

En la siguiente (Tabla. 9) se muestra los detalles de la corrida realizada como son: la profundidad en la que se comenzó a perforar y la profundidad en la que se finalizó, el total de pies perforados, las horas trabajadas (Gross hrs, son las horas que se han promediado para perforar dicho intervalo y Net hrs, son las horas efectivas empleadas para perforar dicho intervalo); los parámetros operacionales con los que ha trabajado la broca de perforación según las necesidades del pozo como son: la rata de penetración (Gross ROP (avg) y Net ROP), el peso sobre la broca (WOB-klbs); como su nombre lo dice es el peso que se da a la broca para que esta mantenga constantemente su tasa de penetración y pueda seguir perforando con éxito, el torque (klb-pie); es la fuerza que la broca recibe para que esta gire en torno a su propio eje, los TD y RPM; indica el número de rotaciones completadas cada minuto de la broca que gira alrededor de un eje tomadas

en la superficie y el MOTOR RPM; son las revoluciones por cada minuto que se tienen en el fondo del pozo producidas por el motor.

Tabla. 9 Detalles de la Corrida de la Broca XR+CPS.

RUN DETAIL			
DEPTH IN	:	44 ft	
DEPTH OUT	:	188 ft	
DRILLED	:	144 ft	
GROSS HRS	:	6	
NET HRS.	:	4.2	
GROSS ROP(avg)	:	24.0 ft/hr	
NET ROP	:	34.3 ft/hr	
WOB (kibs)	:	8	12
TORQUE (kib-ft)	:	1	3
TD RPM	:	50	65
MOTOR RPM	:	0	0

Fuente: (ARCH, 2013)

3.4 DATOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LA HIDRÁULICA DE BROCAS

Los datos de los fluidos de perforación y la hidráulica (Tabla. 10), mostrados en el reporte de brocas hacen referencia primeramente al nombre del lodo que se ha utilizado en el sistema dependiendo de las condiciones a las que se encuentren la formación:

Tabla. 10 Propiedades de los Fluidos e Hidráulica de Brocas.

HYDRAULIC DATA		
MUD NAME	:	Nativo Disperso
MUD TYPE	:	Base agua
M.W. (ppg)	:	8.4 9.0
PV(cpoises)	:	4 6
YP (lb/100ft ²)	:	5 10
FV (sec)	:	32 34
10 Sec Gel	:	4 6
% SOLIDS	:	3 5
Q (gpm)	:	153 301
SPP (psi)	:	300 400
JETS (1/32")	:	4 x 16/32
T.F.A.(inches ²)	:	0.785
ΔP_{Bit}	:	29 113
H.S.I.	:	0.01 0.10
JET VEL. (ft/sec)	:	62 123

Fuente: (ARCH, 2013)

- **Nativo Dispenso;** Normalmente se usa este sistema para iniciar la perforación de un pozo. Algunos de los sólidos nativos de la formación pueden ser de carácter bentonítico y aumentan la viscosidad del fluido de perforación. Por lo tanto, a este sistema se le atribuye frecuentemente el nombre de “lodo nativo”.
- **KLA-STOP;** es un aditivo inhibidor de la poliamida de líquidos utilizados para la extracción de polímeros de base y fluidos de perforación. La inhibición de la lutita se logra mediante la prevención de la absorción de agua por las arcillas, y proporcionando la integridad cortes superiores. El inhibidor de KLA-STOP puede añadirse directamente al sistema de lodo, sin efecto sobre las propiedades de viscosidad y la filtración.
- **POLY-PLUS;** están diseñados para proporcionar la estabilización (inhibición) de lutitas y el control de viscosidad en lodos base agua. Estos sistemas usan POLY-PLUS (un polímero PHPA de alto peso molecular), el cual tiene múltiples aplicaciones y ventajas. POLY-

PLUS se usa en una variedad de sistemas y aplicaciones especiales para la encapsulación.

En segunda instancia hacen referencia al tipo de lodo que se ha utilizado (Base agua, Base Aceite, Base Espuma, etc.), con sus respectivas propiedades mencionadas a continuación:

- **MW (ppg);** Densidad del Lodo, es de vital importancia esta propiedad física porque de esta depende mantener los fluidos dentro del hoyo en el yacimiento.
- **PV (cp);** Viscosidad Plástica, controlada para lograr altas tasas de penetración del lodo; porque esta propiedad causa una resistencia en el fluido provocado por la fricción mecánica que existe.
- **YP (lb/100 pie²);** Punto de Cedencia, una propiedad que demuestra cuál fue la resistencia de un fluido al fluir provocado por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas.
- **FV (sec);** Viscosidad de Embudo que ayuda a comparar la fluidez de un líquido con la del agua.
- **10 sec Gel;** Grado de la Fuerza del Gel o tixotropía presentes en un fluido, determinado en un intervalo de 10 segundos, aunque se puede realizar en intervalos de 10 minutos o 30 minutos si las condiciones son críticas.
- **% Sólidos:** Porcentaje de sólidos encontrados en el fluido. Un fluido con alto contenido de sólidos puede disminuir la vida útil de la herramienta.

Estas propiedades son controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente durante la perforación.

Otros datos importantes son los datos obtenidos del diseño hidráulico, estos son de vital ayuda para el mejoramiento de la tasa de penetración. Es por eso que la hidráulica ayuda a optimizar la operatividad de la broca.

- **Q (gpm);** Gasto o caudal de la bomba en galones por minuto (gpm).
- **SPP (psi);** Perdida total de presión en el sistema. Soporte de presión de la tubería (SPP) se mide mediante un transductor de presión situado en algún lugar a lo largo del tubo vertical y está generalmente en el rango de 0 – 8 000psi.
- **JETS (1/32pulg);** muestra el diámetro de los jets de una broca.
- **T.F.A (pulg²);** determinan el área total de los chorros de una broca por dónde pasa el fluido.
- ΔP_{BIT} ; Pérdida de la Presión a través de las toberas de la broca.
- **H.S.I;** Potencia hidráulica por pulgada cuadrada de área de la broca.
- **JET VEL. (pie/s.);** Velocidad del fluido cuando pasa por los jets de la broca.

3.5 FORMACIONES ATRAVESADAS

La siguiente (Tabla. 11), hace referencia a cada una de las formaciones que han sido atravesadas durante la perforación (Orteguaza, Tiyuyacu, Tena M-1 Napo, Hollin, Misahualli, etc.), también denotan la profundidad en pies a la que se ha llegado, las horas de trabajo y la rata de penetración (ROP) en ft/h para cada formación.

Tabla. 11 Datos de las Formaciones atravesadas durante la Perforación de un Pozo.

FORMATION DATA					
AGE	FORMATION	TOP	DRILLED (ft)	HRS.	ROP (ft/h)
Cuaternario	Reciente	Sup	5427	32.5	166.9
Oligoceno	Orteguaza	5615	20	0.3	66.7
		Total	5447	32.8	166.0

Fuente: (ARCH, 2013)

3.6 MODO DE PERFORACIÓN

En este informe se muestra como datos direccionales (Tabla. 12), pero estos son los modos de perforación, estos datos hacen referencia a las horas trabajadas, profundidad (FTAGE) y al ROP, según su periodo de rotación y deslizamiento, obteniendo así el total de la perforación en: horas, profundidad y ROP para determinar cuál fue el trabajo realizado.

Para obtener los modos de perforación es mediante la utilización de un motor dirigible, el cuál es la herramienta más utilizada para perforar pozos direccionales y se caracteriza por tener versatilidad de poder perforar en dos modos tanto en el modo de rotación y orientado o deslizante.

- **Modo Deslizante:** La sarta de perforación no gira; en cambio, el flujo de lodo se desvía hacia el motor de fondo de pozo para hacer girar la barrena. En el modo deslizante, sólo gira la barrena; la porción de la sarta de perforación que no gira simplemente sigue detrás junto con el conjunto direccional (Schlumberger, 2012).
- **Modo de Rotación:** La mesa giratoria del equipo de perforación o una unidad de comando superior, hace girar toda la sarta de perforación para transmitir potencia hacia la barrena para que está rote y rompa formaciones. La práctica convencional es perforar en el modo de rotación a un número bajo de revoluciones por minuto (RPM), haciendo girar la sarta de perforación desde la superficie y haciendo que el codo se oriente igualmente en todas las direcciones, perforando de esta manera según una trayectoria recta (Schlumberger, 2012).

Tabla. 12 Datos Direccionales.

DIRECTIONAL DATA			
MODE	HRS	FTAGE	ROP
ROTATING	25.1	4869	193.8
SLIDING	7.7	578	75.3
DRILLING	32.8	5447	166.0

Fuente: (ARCH, 2013)

3.7 SURVEYS

En la perforación un Survey es la lectura de la inclinación y la dirección de la herramienta en un punto en el espacio. En la siguiente (Tabla.13), se muestra la inclinación y el azimuth con relación a un punto de entrada y salida de la sección en la que se encuentran.

- **Inclinación:** Muestra el ángulo de desviación del hoyo respecto al plano vertical. Por convención 0° corresponden a la vertical y 90° a la horizontal.
- **Azimuth:** el azimuth de un pozo en un punto determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj a partir del norte de referencia.

Tabla. 13 SURVEYs.

SURVEYs	Inc	Az
IN (Start Section)	0.00	24.90
OUT (at TD)	0.19	261.07

Fuente: (ARCH, 2013)

3.8 COORDENADAS DE LA PERFORACIÓN

En la (Tabla. 14) nos indican la posición en la cual se ha iniciado la perforación; ya que en la perforación de un pozo se requiere de las coordenadas geográficas para determinar la ubicación de dónde se encuentran perforando y la trayectoria que se está tomando para seguir perforando las siguientes secciones. Es por esto que esta tabla hace referencia la longitud y la latitud con sus respectivos grados, minutos y segundos.

Tabla. 14 Coordenadas de la Trayectoria de un Pozo.

COORDENADAS:			
	DEGREE	MIN	SEC
LATITUDE	0	4	53.617
LENGTH	76	38	16.822
Northing	N-9.990.981,33		
Easting	E-317.698,94		

Fuente: (ARCH, 2013)

Las desviaciones son tomadas para (González , Jara, & Ramírez, 2009):

- Medir la inclinación y azimuth del pozo.
- Realizar el cálculo de coordenadas a diferentes profundidades con el fin de especificar la dirección y la localización del pozo.
- Determinar la orientación de la cara de la herramienta (toolface).
- Localizar la pata de perro (dogleg) y calcular su severidad.
- Interceptar objetivos geológicos.
- Evitar colisión con otros pozos.
- Permitir intersección con un pozo fuera de control.

3.9 ARREGLO DEL ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA)

El ensamblaje de fondo (Tabla. 15), es la sección de la sarta de perforación que agrupa el conjunto de herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Tiene como funciones proporcionar el peso requerido sobre la broca para que está rompa las formaciones, maximizar la tasa de penetración, producir pozos en calibre, evitar la formación de desviaciones tipo pata de perros u ojos de llave, minimizar vibraciones y pegamentos de la sarta de perforación (Calispa Mantilla & Villegas Vélez, 2013).

Las herramientas más comunes que componen un BHA son (Coloma Chango, 2008):

- Lastrabarrenas.
- Collares.
- Sustitutos.
- Estabilizadores de camisa.
- Tubería de perforación pesada,
- HWDP.
- Tubería de perforación-Especifica
- Martillos de perforación.
- Uniones flexibles.
- Ensanchador de subsuelo.
- Turbinas de perforación.
- Reductores de diámetro.
- Moneles no magnéticos.
- Herramienta MWD o/y LWD.
- Motor de fondo (Geo Pilot).
- Broca.



Fig. 30 Calificación de la Broca – Smith (IADC)

Fuente: (ARCH, 2013)

Tabla. 16 Evaluación de Desgaste de una Broca PDC

Estructura Cortadora				B	G	Observaciones	
Interior	Exterior	Característica de Desgaste	Ubicación	Sellos de Cojinete	Calibre	Otras características de desgaste	Razones de Salida
1	1	CT	A	X	I	BT	TD

Fuente: (ARCH, 2013)

- **Hilera Interior:**

1 Desgaste de 1/8 pulgada de la altura original del diente.

- **Hilera Exterior:**

1 Desgaste de 1/8 pulgada de la altura original del diente.

- **Característica de Desgaste:**

CT Cortadores Cincelados.

- **Ubicación:**
A Todas las Hileras.
- **Sellos de Cojinete:**
X Broca PDC.
- **Calibre:**
I Diámetro Original.
- **Otras características de desgaste:**
BT Cortadores Rotos.
- **Razones de salida:**
TD Profundidad total.

Esta broca ha sido calificada, a nivel de su estructura de corte la broca presentó 13 cortadores astillados y cinco rotos, en cuanto al calibre este salió sin desgaste. Fue sacada por llegar al TD de la sección.

3.11 PRÁCTICAS OPERACIONALES PARA CADA SECCIÓN ATRAVESADA

En los reportes, la empresa encargada de la elaboración del mismo, añade sección a sección unos comentarios en los que puntualiza los procedimientos que se han realizado a lo largo de la perforación de dicha sección, para determinar lo que se ha hecho en está. En la siguiente (Tabla.17) se muestra un ejemplo de lo antes mencionado.

Tabla. 17 Prácticas Operacionales de una Sección Atravesada

COMMENTS :
* Armo y bajo BHA # 5, con PDM + MWD, broca PDC de 8 1/2" modelo MDi616LBPX (nueva), TFA de 0.66 pulg ² según programa. Desarrollo el hoyo de producción y ya en la fase vertical de este proyecto tipo "S".
* Bajo sarta y localizo taponos a 9331' limpia accesorios, cemento y zapata, mas cemento en hoyo de rata hasta tocar formación a 9430' punto donde realiza la prueba FIT con 1630 PSI x 10 min, Ok.
* Perfora desde 9430' hasta 10040' punto de asentamiento de liner de 7", con los siguientes parámetros: 400 GPM @ 1150/ 1450 PSI, WOB 14/ 20 KLB, RPM 90 + 112 y TRQ 16/ 20 KLB-PIE. perforo 100% en modo rotado desde 9425' hasta 10040' son 615' en 9.02 hrs efectivas a una tasa de 68.18 pph. (Average prom: 615' en 12.5 hrs brutas a una tasa de 49.2 pph).
* Entro con inclinación de 0.35º y azimut de 88.7º según lectura tomada a 9348' y salió con 0.63º de inclinación y azimut de 35.04º según lectura tomada a 9979'.
* Demostró versatilidad al atravesar con optimas y consistentes ROP tanto areniscas, calizas, que componen el abanico de miembro se la Formación Napo, hasta llegar a la formacion de Hollin.
* A nivel de su estructura de corte la broca presento dos cortadores ligeramente astillados a nivel del hombro el resto de sus pastillas PDC conservo plena integridad en su volumen de diamante. Este modelo cuenta con un total de 37 cortadores en su diseño. En cuanto al calibre este salió sin desgaste. Fue sacada por llegar al TD programado de pozo. Obtuvo una calificación según nomenclatura IADC: 0-1-CT-S-X-I-NO-TD. Condición de salida: Reusable.

Fuente: (ARCH, 2013)

3.12 GRÁFICAS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Las gráficas (ANEXO 2), se realizan con la finalidad de mostrar los siguientes parámetros ROP (pie/hr), WOB (klbs), RPM (total), Galonaje (gpm), Torque (klb-lbf), la Presión (psi) y el HSI (lb/pul²) que se obtuvieron durante la perforación de las secciones, sintetizando las mediciones del pozo seleccionado, permitiendo establecer tendencias de incremento o disminución en la dirección (W-E), desde el momento inicial de la perforación hasta la profundidad final de la misma.

3.13 LECCIONES APRENDIDAS

Las conclusiones, recomendaciones y lecciones aprendidas (Tabla. 18) hacen referencia en ciertos reportes final, ya que esto, depende de la compañía a cargo.

Tabla. 18 Lecciones Aprendidas Dependiendo del Intervalo Perforado

CONCLUSIONES	RECOMENDACIONES	LECCIONES APRENDIDAS
<ul style="list-style-type: none"> • En el intervalo perforado la broca demostró buen rendimiento y un excelente desempeño rotando 100% litología agresiva de cantos rodados en sección superficial de 16". • A la profundidad de 188' existió bajo ROP producto del estrato encontrado como son los Boulders, una vez que salió mejoró el avance. • Según tabla sugerida por ORN, se trabajó caudal de manera oportuna, optimizando el avance hasta el final. 	<ul style="list-style-type: none"> • Iniciar la perforación de este intervalo con parámetros bajos, sin descuidar el incremento de las RPM en superficie cada 10 ft. • Mantener altas RMP en superficie ayudan a mantener verticalidad del hoyo. • Incrementar el caudal de acuerdo al avance de la profundidad en intervalos de 100GPM por cada 100 ft perforados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantener el criterio para evitar el aumento "brusco" del galonaje. • Disminuir las RPM de superficie cuando la sarta empiece a registrar vibraciones. • Incrementar caudal de manera progresiva y adecuada teniendo la debida precaución. • Al trabajar con sistema cellar jet se optimizó evacuación de los recortes.

Fuente: (ARCH, 2013)

No todos los reportes finales de brocas son iguales en la presentación, ya que todo depende de la empresa que esté a cargo de la elaboración, porque tienen diferente formato para la presentación de sus informes realizados, es por eso que he detallado el contenido de algunos informes de brocas para dar a conocer lo que contiene dichos informes.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN OPERATIVA DE BROCAS

La evaluación de las brocas se realizará en base a un análisis comparativo y estadístico, tomando como referencia a pozos dónde la gestión de perforación ha sido óptima o eficiente. Para el respectivo análisis se tomará como referencia a 44 pozos dónde la operación de brocas ha sido eficiente; considerando los pozos del centro oriente tanto del Consorcio-Shushufindi como de Río Napo. El análisis respectivo se lo realizará por cada sección atravesada (16pulg, 12 ¼pulg y 8 ½pulg), en los que se considerará ciertos aspectos como: Pozo, tipo de pozo, nombre de la broca, diámetro de la broca, tipo de broca, número de corridas por broca, número de corridas por sección, número de corridas por sección, número de corridas promedio por broca, profundidad de entrada, profundidad de salida, Intervalo por corrida, intervalo por broca, intervalo promedio por sección, intervalo promedio por broca, horas netas, horas promedio, ROP efectiva, ROP efectiva por sección, ROP promedio, ROP promedio por sección, peso sobre la broca (WOB) y la calificación respectiva de cada broca. Con todos estos datos se realiza una matriz, la cual ayudará a un mejor manejo de la información pertinente.

4.1 SELECCIÓN DE DATOS

Para el análisis de parámetros técnicos de las brocas, se tomaron los datos del Bit Record (ANEXO 1) de cada pozo, los cuales han sido ubicados en una matriz que ha sido dividida en tablas de variables operacionales (Tabla. 19, 20, 21, 22, 23 y 24) y calificación de las brocas (Tabla. 25, 26, 27, 28, 29 y 30), dónde contendrá lo antes mencionado. A continuación mostraré las tablas para cada una de las secciones y proceder al análisis respectivo.

Tabla. 19 Variables Operacionales de las Brocas en la Sección 16pulg de los Pozos de Río Napo

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la broca	Diametro de la Broca	Tipo de Broca	N° de corridas por broca	N° de brocas por sección	N° corridas por sección	N° corridas promedio por broca	Profundidad de Entrada	Profundidad de Salida	Intervalo por corrida	Intervalo por broca	Intervalo promedio por sección	Intervalo promedio por broca	Horas Netas	Horas Promedio	ROP Efectiva	ROP Efectiva por sección	ROP Promedio	ROP promedio por sección
SACHA 1D	Direccional "S"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	32	600	568	568	1485,00	568,00	20,4	27,84	200,65	23,67	200,65	112,63	
		2 16"	PDC	1			0,50	600	3002	2402	13,9		27	172,81	88,96					
SACHA 2D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	38	700	662	662	1981,00	662,00	34,1	19,41	137,27	19,41	137,27	79,41	
		2 16"	PDC	1			0,50	700	4000	3300	28		55	117,86	60,00					
SACHA 3D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	43	757	714	714	1979,00	714,00	14,65	48,74	192,15	26,44	192,15	117,49	
		2 16"	PDC	1			0,50	757	4001	3244	22,62		35,63	143,41	91,05					
SACHA 4D	Direccional "S"	1 16"	PDC	2	1	2	2,00	303	3991	3688	5564	2782,00	5564,00	28,52	44	129,31	190,82	83,82	190,82	131,92
		2R 16"	PDC	1			3991	5867	1876	30,5	39		61,51	48,10						
SACHA 5D	Direccional "J"	1 16"	PDC	3	1	3	3,00	300	633	333	5470	1823,33	5470,00	2,1	4	158,57	343,53	83,25	343,53	225,51
		2R 16"	PDC	1			633	4981	4248	30,33	41		140,06	103,61						
SACHA 6D	Direccional "S"	1 16"	PDC	1	2	3	0,50	4981	5770	889	237	1870,67	237,00	19,8	4	63,2	257,17	38,65	257,17	191,35
		3R 16"	PDC	2			455	237	3,75	4	63,2		59,25							
SACHA 7D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	38	1101	1063	1063	1986,50	1063,00	21,47	31	34,29	155,54	34,29	155,54	155,54
		2 16"	PDC	1			0,50	1101	4011	2910	13,45		24	121,25	121,25					
SACHA 8D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	43	645	602	602	1981,50	602,00	7,45	9	80,81	247,36	66,89	247,36	162,92
		2 16"	PDC	1			0,50	645	4006	3361	20,18		35	166,55	96,03					
SACHA 9D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	36	920	884	5692	2846,00	5692,00	11,13	14	79,42	193,68	63,14	193,68	152,18
		2 16"	PDC	1			0,50	920	5728	4908	42,08		54	114,26	89,04					
SACHA 10D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	36	822	786	3984	1992,00	3984,00	13,35	17	58,88	215,64	46,24	215,64	149,40
		2 16"	PDC	1			0,50	822	4020	3198	20,4		31	156,76	103,16					
SACHA 11D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	37	820	783	3966	1983,00	3966,00	12,3	15	63,66	189,47	52,20	189,47	148,65
		2 16"	PDC	1			0,50	820	4003	3183	25,3		33	125,81	96,45					
SACHA 12D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	54	811	757	757	1224,00	757,00	13,5	19	57,07	182,33	39,84	182,33	128,84
		2 16"	PDC	1			0,50	811	2502	1691	13,5		19	125,26	89					
SACHA 13D	Direccional "S"	1 16"	Tricónica	1	2	3	0,50	178	500	322	322	1930,00	322,00	5,29	6,92	60,95	391,85	46,53	391,85	160,11
		3R 16"	PDC	2			1,00	500	1299	799	3,97		14,33	206,46	55,76					
SACHA 14D	Direccional "J" modificado	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	46	600	554	554	1243,00	554,00	14,88	21,82	37,23	149,69	25,39	149,69	89,22
		2 16"	PDC	1			0,50	600	2532	1932	17,18		30,27	112,46	63,83					
SACHA 15D	Direccional	1 16"	Tricónica	2	3	4	0,67	47	184	137	753	1488,25	753,00	1,88	3,67	72,87	333,69	37,33	333,69	196,44
		1R 16"	Tricónica	1			0,33	800	4022	3222	24,07		28,95	25,59	21,28					
SACHA 16D	Direccional "S"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	40	1105	1065	1978	1986,00	3972,00	17,93	21,5	59,4	250,02	49,53	250,02	165,81
		2 16"	PDC	1			0,50	1105	4012	2907	15,25		25	190,62	116,28					
SACHA 17D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	47	1022	975	3971	1985,50	3971,00	26,62	36,2	36,63	162,94	26,93	162,94	94,90
		2 16"	PDC	1			0,50	1022	4018	2996	23,72		44,08	126,31	67,97					
SACHA 18D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	47	1000	953	5274	2637,00	5274,00	25,8	31,5	36,98	167,57	30,25	167,57	102,27
		2 16"	PDC	1			0,50	1000	5321	4321	32,4		60	130,59	72,02					
SACHA 19D	Direccional	1 16"	Tricónica	1	2	3	0,50	50	1000	950	6094	2031,33	6094,00	26,5	30	35,85	257,02	31,67	257,02	201,71
		2 16"	PDC	1			0,50	1000	4062	3062	25,26		32	121,22	95,69					
SACHA 20D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	46	1073	1027	3961	1980,50	3961,00	12,72	19	80,74	267,62	54,05	267,62	166,90
		2 16"	PDC	1			0,50	1073	4007	2934	15,7		26	186,88	112,85					
SACHA 21D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	3	0,50	45	871	826	5779	1926,33	5779,00	26,13	27	31,6	196,3	30,59	196,3	155,04
		2R 16"	PDC	2			1,00	871	4591	3720	30,96		43	120,2	86,51					
SACHA 22D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	45	586	541	3961	1980,50	3961,00	27,7	32,5	44,5	162,8	37,84	162,8	96,35
		2 16"	PDC	1			0,50	586	4006	3420	15,00		17,00	36,1	31,82					
SACHA 23D	Direccional "J"	1 16"	Tricónica	1	2	2	0,50	48	555	509	3986	1993,00	3986,00	10,43	13,99	48,8	205,63	36,38	205,63	114,66
		2 16"	PDC	1			0,50	555	4032	3477	22,17		44,42	156,83	78,28					

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 20 Variables Operacionales de las Brocas en la Sección 16pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la broca	Diametro de la Broca	Tipo de Broca	N° de corridas por broca	N° de brocas por sección	N° corridas por sección	N° corridas promedio por broca	Profundidad de Entrada	Profundidad de Salida	Intervalo por corrida	Intervalo por broca	Intervalo promedio por sección	Intervalo promedio por broca	Horas Netas	Horas Netas por sección	Horas Promedio	ROP Efectiva	ROP Efectiva por sección	ROP Promedio	ROP promedio por sección	
SSF 24D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	1	2	2	0,50	160	410	250	5250	2625,00	5250,00	5,40	31,00	6,50	46,3	241,61	38,46	131,92	
		PDC		1	0,50			410	5410	5000	25,60				5410		195,31	53,50		195,31		93,46
SSF 25D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	1	2	2	0,50	263	4461	4198	5412	2706,00	5412,00	29,61	39,9	34,51	141,8	259,8	121,65	220,26	
		PDC		1	0,50			4461	5675	1214	10,29				12,31		118	98,62				
SSF 26D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	2	1	2	2,00	213	4218	4005	6209	3104,50	6209,00	27,3	50,2	55	146,7	242,94	72,82	121,80	
		PDC		1					4218	6422	2204				22,9		45	96,24		48,98		
SSF 27D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	1	2	2	0,50	190	3946	3756	5458	2729,00	5458,00	30,35	49,06	89	123,76	214,73	42,20	102,99	
		PDC		1	0,50			3946	5648	1702	18,71				28		90,97	60,79				
SSF 28D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	227	6510	6283	6283	6283	6283	29,3	29,3	58,5	144,44	214,44	107,40	107,40	
SSF 29D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	220	5476	5256	5256	5256	5256	37,5	37,5	62,5	140,2	140,2	84,10	84,10	
SSF 30D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	2	1	2	2,00	192	5280	5088	5088	5088,00	5088,00	22,1	22,1	44,5	230,23	230,23	114,34	114,34	
SSF 31D	Direccional	2 16"	16"	PDC	3	1	3	3,00	168	3822	3654	5614	1871,33	5614	45	102	25,76	141,85	233,84	141,85		
		PDC		3822					5157	1335	37,50				28,65		46,60	46,60				
		PDC		5157					5782	625	19,50				13,77		45,39	45,39				
		PDC		190					4246	4056	30,88				54		131,35	206,84		75,11		
SSF 32D	Direccional	2 16"	16"	PDC	2	1	2	2,00	4246	5780	1534	5590	2795,00	5590,00	20,32	51,2	33,5	75,49	206,84	45,79	120,90	
		PDC		1					5363	7433	2070				2070		2070	2070		31,15		31,15
SSF 34D	Direccional	2 16"	16"	Tricónica	1	2	3	1,00	269	435	166	5359	1786,33	5359,00	2,2	43,8	3,4	74,77	324,48	48,82		
		PDC		1	435				3244	2809	22,2				35		126,7	80,26				
		PDC		2	3244				5628	2384	19,4				28,6		123,01	83,36				
SSF 35D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	228	5469	5241	5241	5241	5241	30,69	30,69	54,98	170,8	170,8	95,33	95,33	
SSF 36D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	265	5586	5321	5321	5321	5321	46,54	46,54	73	114,33	114,33	72,89	72,89	
SSF 37D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	171	5727	5556	5556	5556	5556	42,52	42,52	60,5	130,67	130,67	91,83	91,83	
SSF 38D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	2	2	0,50	175	4200	4025	5365	2682,50	5365,00	26,04	39,38	43,50	154,57	255,02	92,53		
		PDC		1	0,50			4200	5540	1340	13,34				20,50		100,45	65,37				
SSF 39D	Direccional	2 16"	16"	PDC	2	1	2	2,00	238	4228	3990	5304	2652,00	5304,00	35,37	53,38	47,5	112,81	185,77	84,00		
		PDC		1					4228	5542	1314				18,01		25	72,96		52,56		
SSF 40D	Direccional	2 16"	16"	PDC	2	1	2	2,00	228	4331	4103	5276	2638,00	5276,00	29,22	46,67	49,5	140,42	207,64	82,89		
		PDC		1					4331	5504	1173				17,45		23	67,22		51,00		
SSF 41D	Direccional	2 16"	16"	PDC	1	1	1	1,00	197	5540	5343	5343	5343	5343	42,95	42,95	74,5	124,4	124,4	71,72	71,72	
		PDC		1	0,50	279	356	77	3,4	4	22,65	19,25										
		PDC		2	1,00	356	5078	4722	5223	1741,00	5223,00	22,2	33,8	41	212,7	287,06	115,17	160,12				
SSF 42D	Direccional	3 16"	16"	PDC	2	2	3	1,00	5078	5502	424	5223	1741,00	5223,00	8,2	33,8	16,5	51,71	287,06	25,70		
		PDC		1					0,50	301	311				10		10	0,50		20,00	119,32	20,00
		PDC		1					0,50	311	5426				5115		5115	5115		28,80	51,50	99,32
SSF 44D	Direccional	2 16"	16"	PDC	2	1	2	2,00	212	3420	3208	5233	2616,50	5233,00	16,28	35,5	30	197,05	302,41	106,93		
		PDC		1					3420	5445	2025				19,22		18,5	105,36		109,46		
											Promedio total-Pies perforados por sección		4849,20	ft			Prom. ROP efectiva	214,14	ft/hr			

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 22 Variables Operacionales de las Brocas en la Sección 12 ¼pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Diámetro de la broca	Tipo de broca	N° de corrida por broca	N° de brocas por sección	N° de corridas por sección	N° de corrida promedio por broca	Profundidad de Entrada	Profundidad de Salida	Intervalo por corrida	Intervalo por broca	Intervalo promedio por sección	Intervalo promedio por broca	Horas Netas	Horas Netas por sección	Horas Promedio	ROP Efectiva	ROP Efectiva por sección	ROP Promedio	ROP promedio por sección			
SSF 24D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	5410	7980	2570	2570	1956,00	2570	49,41	79,91	60,00	52,01	96,01	42,83	77,69			
		5	12 1/4	PDC	1			0,50	7980	9322	1342	1342		1342	30,50		38,50	44,00	34,86					
SSF 25D	Direccional	5	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	5675	7899	2224	2224	1223,67	2224	19,73	91,76	23,00	23,11	72,50	96,70	130,54			
		6	12 1/4	PDC	1			0,33	7899	8911	1012	1012		45,31	50,50		28,10	20,04						
		7	12 1/4	PDC	1			0,33	8911	9346	435	435		26,72	31,50		21,29	13,81						
SSF 26D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	5968	7604	1636	1636	1057,67	1636	48,30	83,00	65,00	57,60	111,98	25,17	98,37			
		4	12 1/4	PDC	1			0,33	7604	8637	1033	1033		24,10	30,00		25,53	34,43						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	8637	9141	504	504		10,60	13,00		28,85	38,77						
SSF 27D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	1	1	1,00	5648	9296	3648	3648	3648,00	3648	81,80	81,80	120,00	44,6	44,60	30,40	30,40			
SSF 28D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	6510	8825	2315	2315	1841,50	2315	44,95	65,92	57,50	51,47	116,80	40,26	89,12			
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	8825	10193	1368	1368		20,94	28,00		65,33	48,96						
SSF 29D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	5476	7957	2481	2481	1912,00	2481	51,50	70,80	68,00	48,20	117,8	36,49	90,21			
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	7957	9300	1343	1343		19,30	25,00		69,60	53,72						
SSF 30D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	5285	7646	2361	2361	1250,67	2361	42,78	63,48	52,00	55,19	132,19	45,40	102,71			
		4	12 1/4	PDC	1			0,33	7646	9032	1386	1386		20,07	26,50		69,06	52,30						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	9032	9037	5	5		0,63	1,00		7,94	5,00						
SSF 31D	Direccional	3	12 1/4	PDC	2	3	4	0,50	5782	5797	15	2365	929,50	2365	1,42	87,44	1,42	10,56	130,42	10,56	107,12			
		3R	12 1/4	PDC				1	0,33	5797	8147	2350		860	42,07		54,50	55,86	43,12					
		4	12 1/4	PDC	1			0,33	8147	9007	860	860		29,99	36,50		28,70	23,56						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	9007	9500	493	493		13,96	16,50		35,30	29,88						
SSF 32D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	5780	8306	2526	2526	1265,00	2526	42,32	63,66	55,50	59,69	176,87	45,51	129,10			
		4	12 1/4	PDC	1			0,33	8306	9096	790	790		11,76	16,00		67,18	49,38						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	9096	9575	479	479		9,58	14,00		50,00	34,21						
SSF 33D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	5363	7433	2070	2070	1210,00	2070	25,60	68,00	35,50	80,86	193,53	58,31	143,40			
		4	12 1/4	PDC	1			0,33	7433	8482	1049	1049		36,30	42,00		28,90	24,98						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	8482	8993	511	511		6,10	8,50		83,77	60,12						
SSF 34D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	1	1	1,00	5628	8832	3204	3204	3204,00	3204	67,40	67,40	82,00	47,51	47,51	39,07	39,07			
		3	12 1/4	PDC	1			0,25	5469	7449	1980	1980		45,65	52,00		43,4	38,08						
		4	12 1/4	PDC	1			0,25	7449	8456	1007	1007		31,67	47,00		31,8	21,43						
		5	12 1/4	PDC	1			0,25	8456	8468	12	12		5,28	8,27		2,30	1,45						
		6R	12 1/4	PDC	2			0,50	8468	8992	524	834		26,03	30,90		20,10	16,96						
SSF 35D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	4	5	0,50	8992	9302	310	834	766,60	834	12,62	121,25	10,88	24,60	97,60	28,49	106,40			
		3	12 1/4	PDC	1			0,50	5586	7850	2264	2264		33,53	47,00		67,52	48,17						
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	7850	9632	1782	1782		49,96	61,50		35,67	28,98						
		5	12 1/4	PDC	1			0,33	5727	8365	2638	2638		41,23	53,00		63,98	49,77						
		6	12 1/4	PDC	1			0,33	8365	8864	499	499		15,34	18,00		32,53	27,72						
SSF 37D	Direccional	5	12 1/4	PDC	1	3	3	0,33	8864	9908	1044	1044	1393,67	1044	20,99	77,56	27,50	49,74	146,25	37,96	115,46			
		3	12 1/4	PDC	1			0,50	5540	8717	3177	3177		70,46	82,00		45,09	38,74						
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	8717	9240	523	523		12,10	15,00		43,22	34,87						
SSF 38D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	5542	7856	2314	2314	1850,00	2314	41,57	82,56	58,00	48,71	88,31	39,90	73,61			
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	7856	9280	1424	1424		29,43	34,50		48,39	41,28						
		3	12 1/4	PDC	1			0,50	5504	7717	2213	2213		43,90	52,50		50,41	42,15						
SSF 39D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	7717	9188	1471	1471	1842,00	1471	34,20	78,10	41,50	43,01	93,42	35,45	77,60			
		3	12 1/4	PDC	1			0,50	5540	9186	3646	3646		66,57	83,50		54,77	43,66						
SSF 41D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	9186	9530	344	344	1995,00	344	3,99	70,56	5,00	86,22	140,99	68,80	112,46			
SSF 42D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	1	1	1,00	5502	9255	3753	3753	3753,00	3753	75,40	75,40	91,50	49,77	49,77	41,02	41,02			
SSF 43D	Direccional	4	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	5426	8678	3252	3252	1922,00	3252	54,10	65,40	70,50	60,11	112,50	46,13	85,59			
		5	12 1/4	PDC	1			0,50	8678	9270	592	592		11,30	15,00		52,39	39,47						
SSF 44D	Direccional	3	12 1/4	PDC	1	2	2	0,50	5445	6723	1278	1278	2022,50	1278	13,29	67,30	20,00	96,16	147,39	63,90	104,29			
		4	12 1/4	PDC	1			0,50	6723	9490	2767	2767		54,01	68,50		51,23	40,39						
											Promedio total: Pies perforados por sección	4152,73	ft											
																		Prom. ROP efectiva	105,35	ft/hr				

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 23 Variables Operacionales de las Brocas en la Sección 8 ½pulg de los Pozos de Río Napo

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Diametro de la Broca	Tipo de broca	N° de corridas por broca	N° de broca por sección	N° de corridas por sección	N° Corridas promedio por broca	Profundidad de Entrada	Profundidad de Salida	Intervalo por corrida	Intervalo por broca	Intervalo promedio por sección	Intervalo promedio por broca	Horas Netas	Horas Promedio	ROP Efectiva	ROP Efectiva por sección	ROP Promedio	ROP promedio por sección		
SACHA 1D	Direccional "S"	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1	8384	10740	2356	2356	2356	2356	46,60	50,00	50,56	50,56	47,12	47,12		
SACHA 2D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1	8703	11100	2397	2397	2397	2397	51,10	74,50	46,91	46,91	32,17	32,17		
SACHA 3D	Direccional "J"	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1	8852	10270	1418	1418	1418	1418	27,40	33,08	51,75	51,75	42,87	42,87		
SACHA 4D	Direccional "S"	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1	9009	10444	1435	1435	1435	1435	31,27	42,00	45,89	45,89	34,17	34,17		
SACHA 5D	Direccional "J"	8	8 1/2	PDC	1	1	1	1	9939	11710	1771	1771	1771	1771	41,43	50,20	42,75	42,75	35,28	35,28		
SACHA 6D	Direccional "S"	6	8 1/2	PDC	3	1	3	3	8954	9795	841	841	293,2	293,2	841	14,40	18,00	58,4	164,81	46,72	134,32	
			8 1/2	Core					9795	9825	30	30			30	3,50	4,00	8,57		7,50		
		6R	8 1/2	PDC					9825	10194	369	369			369	8,00	10,00	46,13		36,90		
			8 1/2	Core					10194	10254	60	60			60	5,00	6,00	12		10,00		
		6RR	8 1/2	PDC					10254	10420	166	166			166	4,18	5,00	39,71		33,20		
SACHA 7D	Direccional "J"	5	8 1/2	PDC	2	2	3	1,00	8358	9270	912	944	784,67	944	15,68	20,00	58,16	108,86	45,60	85,59		
		5R	8 1/2	PDC					9270	9302	32				32	32	16,50		17,00		1,94	1,88
		6	8 1/2	Core					9302	10712	1410				1410	1410	28,92		37,00		48,76	38,11
SACHA 8D	Direccional	7	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9167	10614	1447	1447	1447	1447	26,20	55,23	46,68	46,68	26,20	26,20		
SACHA 9D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	2	1	0,50	8944	9965	1021	1021	669,5	669,5	1021	15,88	20,00	64,29	126,64	51,05	96,48	
		6	8 1/2	PDC					9965	10283	318	318			318	5,10	7,00	62,35		45,43		
SACHA 10D	Direccional "J"	7	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9390	11030	1640	1640	1640	1640	48,62	55,00	33,73	33,73	29,82	29,82		
SACHA 11D	Direccional "J"	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8395	11000	2605	2605	2605	2605	63,05	75,00	41,32	41,32	34,73	34,73		
SACHA 12D	Direccional "J"	8	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8621	10910	2289	2289	2289	2289	58,50	68,00	39,13	39,13	33,66	33,66		
SACHA 13D	Direccional "S"	7	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9141	10900	1759	1759	1759	1759	39,28	49,08	45,95	45,95	35,84	35,84		
SACHA 14D	Direccional "J" modificado	8	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8520	10700	2180	2180	2180	2180	35,63	44,92	61,18	61,18	48,53	48,53		
SACHA 15D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8320	10439	2119	2119	2119	2119	55,70	63,67	38,04	38,04	33,28	33,28		
SACHA 16D	Direccional "S"	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8439	10680	2241	2241	2241	2241	60,03	69,50	37,33	37,33	32,24	32,24		
SACHA 17D	Direccional	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8224	10390	2166	2166	2166	2166	30,57	40,80	70,85	70,85	53,09	53,09		
SACHA 18D	Direccional	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9395	10866	1471	1471	1471	1471	24,60	31,00	59,85	59,85	47,45	47,45		
SACHA 19D	Direccional	7	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	10880	11579	699	699	699	699	15,72	19,00	44,47	44,47	36,79	36,79		
SACHA 20D	Direccional "J"	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8572	10880	2308	2308	2308	2308	50,65	61,50	45,57	45,57	37,53	37,53		
SACHA 21D	Direccional "J"	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8535	10894	2359	2359	2359	2359	73,63	86,50	32	32,00	27,27	27,27		
SACHA 22D	Direccional "J"	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8193	10415	2222	2222	2222	2222	57,65	70,50	38,54	38,54	31,52	31,52		
SACHA 23D	Direccional "J"	4	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8782	11010	2228	2228	2228	2228	46,82	55,88	47,59	47,59	39,87	39,87		

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 24 Variables Operacionales de las Brocas en la Sección 8 ½pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Diametro de la Broca	Tipo de broca	N° de corridas por broca	N° de broca por sección	N° de corridas por sección	N° Corridas promedio por broca	Profundidad de Entrada	Profundidad de Salida	Intervalo por corrida	Intervalo por broca	Intervalo promedio por sección	Intervalo promedio por broca	Horas Netas	Horas Promedio	ROP Efectiva	ROP Efectiva por sección	ROP Promedio	ROP promedio por sección			
SSF 24D	Direccional	6	8 1/2	PDC	2	2	3	1,00	9322	9696	374	434	209,33	434	10,00	7,30	51,23	114,64	51,23	38,22			
		6R	8 1/2	PDC					9696	9756	60				7,00	6,30	9,52		9,52				
		7	8 1/2	PDC	1	0,50	9756	9950	194	194	194	4,50	3,60	53,89	53,89								
SSF 24D	Direccional	8	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9346	9950	604	604	604	604	16,70	18,60	36,2	36,20	32,47	32,47			
SSF 26D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	10195	11100	905	905	905	905	26,00	21,20	34,81	34,81	42,69	42,69			
SSF 27D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9296	9950	654	654	654	654	16,40	19,80	39,88	39,88	33,03	33,03			
SSF 28D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	10193	10970	777	777	777	777	11,41	15,00	68,1	68,10	51,80	51,80			
SSF 29D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9300	9980	680	680	680	680	8,40	10,60	81	81,00	64,15	64,15			
SSF 30D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	2	2	0,50	9037	9585	548	548	411,00	548	9,82	14,00	55,80	82,98	39,14	64,05			
		7	8 1/2	PDC					1	0,50	9585				9859	274	274		274		10,08	11,00	27,18
SSF 31D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9300	9980	680	680	680	680	8,40	10,60	81	81,00	64,15	64,15			
SSF 32D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9575	10180	605	605	605	605	10,48	15,00	57,73	57,73	40,33	40,33			
SSF 33D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	8993	9700	707	707	707	707	9,60	14,50	73,65	73,65	48,76	48,76			
SSF 34D	Direccional	7	8 1/2 ST1	Tricónica	1	2	2	0,50	8908	9077	169	169	705	169	20,10	21,00	8,41	66,21	8,05	26,59			
		8	8 1/2 ST1	PDC					1	0,50	9077				10318	1241	1241		1241		21,50	27,50	57,8
SSF 35D	Direccional	7	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9302	10045	743	743	743	743	14,10	10,43	52,6	52,60	71,24	71,24			
SSF 36D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9632	10280	648	648	648	648	13,96	17,00	46,42	46,42	38,12	38,12			
SSF 37D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9908	10575	667	667	667	667	11,51	12,50	57,95	57,95	53,36	53,36			
SSF 38D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9240	9865	625	625	625	625	11,00	8,90	70,46	70,46	70,22	70,22			
SSF 39D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9280	9880	600	600	600	600	9,94	12,00	60,36	60,36	50,00	50,00			
SSF 40D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9188	9810	622	622	622	622	9,50	13,00	65,47	65,47	47,85	47,85			
SSF 41D	Direccional	5	8 1/2	PDC	2	1	2	2,00	9530	10245	715	865	432,50	865	10,40	13,50	68,75	127,12	52,96	102,96			
		5R	8 1/2	PDC					1	10245	10395				150	2,57	3,00		58,37		50,00		
SSF 42D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9255	9890	635	635	635	635	75,40	91,50	49,77	49,77	6,94	6,94			
SSF 43D	Direccional	6	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9270	9910	640	640	640	640	12,90	16,50	49,61	49,61	38,79	38,79			
SSF 44D	Direccional	5	8 1/2	PDC	1	1	1	1,00	9490	10220	730	730	730	730	12,51	16,5	58,35	58,35	44,24	44,24			
												Promedio total-Pies perforados por sección		1352,64	ft			Prom. ROP efectiva		61,24	ft/hr		

Elaborado: (Quiroz, 2015)

En las siguientes tablas se muestran los códigos IACD los cuales define las operaciones de las brocas y a su vez dan a conocer las razones por que han sido sacadas las brocas después de haberlas utilizado.

Tabla. 25 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 16pulg de los Pozos de Río Napo

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la broca	Calificación IADC							
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC	RP
SACHA 1D	Direccional "S"	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	E	I	ER	TD
SACHA 2D	Direccional	1	1	2	WT	A	E	I	BU	BHA
		2	1	1	CT/WT	A	X	I	DL	TD
SACHA 3D	Direccional "J"	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	1	BT	G	X	I	NO	TD
SACHA 4D	Direccional "S"	2	0	0	NO	A	X	I	NO	BHA
		2R	1	1	WT	A	X	I	NO	TD
SACHA 5D	Direccional "J"	2	0	0	NO	A	X	I	NO	BHA
		2R	0	0	NO	A	X	I	NO	HR
		2RR	1	1	WT	A	X	I	NO	TD
SACHA6D	Direccional "S"	2	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		3	0	0	NO	A	X	I	NO	BHA
		3R	0	1	WT	A	X	I	BT	TD
SACHA 7D	Direccional "J"	1	0	0	NO	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 8D	Direccional	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 9D	Direccional	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	1	WT	A	X	I	NO	TD
SACHA 10D	Direccional "J"	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 11D	Direccional "J"	1	0	1	WT	G	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 12D	Direccional "J"	1	1	2	FC	G	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 13D	Direccional "S"	2	0	0	WT	A	E	I	NO	BHA
		3	0	0	WT	A	X	I	NO	DTF
		3R	0	0	WT	A	X	I	CT	TD
SACHA 14D	Direccional "J" modificado	1	2	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	WT	A	X	I	CT	TD
SACHA 15D	Direccional	1	1	1	WT	A	E	I	PN	PP
		1R	1	1	WT	A	E	I	BT	BHA
		2	2	1	CT	N/S/G	X	I	NO	HR
		3	0	0	NO	A	X	I	ER	TD
SACHA 16D	Direccional "S"	1	0	1	WT	G	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 17D	Direccional	1	4	3	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	1	1	CT	A	X	I	WT/ER	TD
SACHA 18D	Direccional	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	1	WT	S	X	I	NO	TD
SACHA 19D	Direccional	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	0	NO	A	X	I	BU	BHA
		2R	0	0	NO	A	X	I	BU	TD
SACHA 20D	Direccional "J"	1	0	1	WT	G	E	I	NO	BHA
		2	0	1	WT	S	X	I	NO	TD
SACHA 21D	Direccional "J"	1	1	1	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	1	WT	T/S	X	I	NO	BHA
		2R	1	1	BT	A	X	I	BT	TD
SACHA 22D	Direccional "J"	1	1	1	WT	G	E	I	NO	FM
		2	0	1	BT	S	X	I	NO	TD
SACHA 23D	Direccional "J"	1	0	0	WT	A	E	I	NO	BHA
		2	0	1	WT	S	X	I	CT	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 26 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 16pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la broca	Calificación IADC							
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC	RP
SSF 24D	Direccional	2	0	0	NO	A	E	1	NO	BHA
		3	1	0	CT	N	X	1	NO	TD
SSF 25D	Direccional	2	1	0	LT	N	X	1	ER	BHA
		3	1	1	CT	N/S	X	1	WT	TD
SSF 26D	Direccional	2	0	1	WT	S	X	1	NO	BHA
		2R	0	1	WT	S	X	1	CT	TD
SSF 27D	Direccional	2	1	3	BT	A	X	1	ER	BHA
		3	0	1	WT	S	X	1	ER	TD
SSF 28D	Direccional	2	0	1	CT	N/S/G	X	1	NO	TD
SSF 29D	Direccional	2	0	0	NO	A	X	1	BT	TD
SSF 30D	Direccional	2	0	1	CT	S	X	1	WT	TD
SSF 31D	Direccional	2	0	1	BT	S	X	1	NO	BHA
		2R	0	1	BT	S	X	1	NO	BHA
		2RR	0	1	BT	S	X	1	ER	WO
SSF 32D	Direccional	2	1	1	BT	A	X	1	NO	BHA
		2R	1	1	BT	A	X	1	CT	TD
SSF 33D	Direccional	2	1	1	DL/CT	C/N/S	X	1	WT	TD
SSF 34D	Direccional	2	1	1	WT	A	E	1	NO	BHA
		3	0	0	NO	A	X	1	NO	BHA
		3R	0	0	NO	A	X	1	NO	TD
SSF 35D	Direccional	2	1	2	CT	S	X	1	BT/ER	TD
SSF 36D	Direccional	2	0	1	N	CT	X	1	NO	TD
SSF 37D	Direccional	2	1	2	BT	A	X	1	CT	TD
SSF 38D	Direccional	2	2	0	LT	C/N	X	1	ER	BHA
		3	0	0	NO	A	X	1	NO	TD
SSF 39D	Direccional	2	0	1	WT	G	X	1	NO	BHA
		2R	0	1	WT	G	X	1	NO	TD
SSF 40D	Direccional	2	0	1	WT	S	X	1	NO	BHA
		2R	0	1	WT	S	X	1	NO	TD
SSF 41D	Direccional	2	1	4	WT	A	X	2	RO	TD
SSF 42D	Direccional	2	1	1	WT	A	X	1	NO	BHA
		3	0	1	CT	G	X	1	NO	BHA
		3R	0	1	CT	G	X	1	NO	TD
SSF 43D	Direccional	2	1	1	WT	A	E	1	NO	BHA
		3	1	0	BT	N	X	1	ER	TD
SSF 44D	Direccional	2	0	0	NO	A	X	1	WT	HR
		2R	0	1	CT	S/G	X	1	WT/DL	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 27 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 12 ¼pulg de los Pozos de Río Napo

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Calificación IADC						
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC
SACHA 1D	Direccional "S"	3	1	2 CT/DL	N/S/G	X	I	NO	BHA
		4	1	2 BT/C/T	M/G	E	I	WT	HR
		5	0	1 WT	G	E	I	CT	TD
SACHA 2D	Direccional	3	1	2 DL/CT	N/G	X	I	WT	FM
		4	1	1 CW/T	A	FEE	I	CT/LT	TD
SACHA 3D	Direccional "J"	3	2	1 CT	S	X	I	BT	BHA
		4	0	1 WT	A	E	I	NO	FM
		5	0	1 WT	A	X	I	CT	TD
SACHA 4D	Direccional "S"	3	1	2 WT	A	X	I	BT	HR
		4	1	2 WT	A	X	I	BT	TD
		3	2	2 WT	A	X	I	CT	BHA
SACHA 5D	Direccional "J"	4	1	2 WT	A	X	I	CT	BHA
		5	1	2 WT	A	E	I	CT	FM
		6	1	1 WT	A	X	I	CT	BHA
		7	1	2 WT	A	X	I	CT	TD
SACHA 6D	Direccional "S"	4	4	3 BT	A	X	2	LT	PR
		5	2	2 WT	A	X	I	BT	TD
SACHA 7D	Direccional "J"	3	1	2 WT	A	X	I	CT	BHA
		4	1	2 WT	A	E	1	NO	TD
SACHA 8D	Direccional	3	2	3 WT	A	X	I	BT	PR
		4	0	1 WT	S	X	I	NO	BHA
		5	1	1 WT	A	E	I	BT	BHA
		6	0	1 WT	G	X	I	NO	TD
SACHA 9D	Direccional	3	1	3 WT	A	X	I	LT	BHA
		4	1	1 WT	A	X	I	CT	TD
SACHA 10D	Direccional "J"	3	0	1 WT	A	X	I	NO	BHA
		4	0	1 WT	A	X	I	NO	BHA
		5	1	2 WT	A	E	I	NO	BHA
		6	0	0 NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 11D	Direccional "J"	3	1	2 WT	A	X	1	BT	PR
		4	1	0 NO	A	X	I	BT	BHA
		5	0	1 NO	A	E	I	WT	TD
SACHA 12D	Direccional "J"	3	0	1 WT	S	X	I	HC	TQ
		4	8	8 LC	A	F	3	CI	BHA
		5	0	1 WT	G	F	I	NO	TQ
		6	0	2 RO	G/S	X	I	BT	TD
		7	3	2 BT	S	X	I	DL	TD
SACHA 13D	Direccional "S"	4	0	2 CT	G	X	1/8	BT	BHA
		5	2	2 BT	S	X	I	HC	PR
		6	0	1 WT	A	X	I	NO	TD
SACHA 14D	Direccional "J" modificado	3	1	1 CT	G	X	I	PN	DMF
		4	1	0 BT	A	X	I	CT	HP
SACHA 14D	Direccional	4	0	1 WT	S/G	X	I	BT	TD
SACHA 16D	Direccional "S"	3	1	1 WT	S	X	I	BT	TD
SACHA 17D	Direccional	3	0	1 WT	S/G	X	4	CT/DL	TD
SACHA 18D	Direccional	3	0	2 WT	G	X	I	NO	TD
SACHA 19D	Direccional	3	0	2 CT	G	X	1	WT	BHA
		4	1	1 WT	A	X	1	NO	BHA
		5	0	2 CT	G	X	4	WT/PN	PP
		6	0	0 NO	A	X	I	NO	TD
SACHA 20D	Direccional "J"	3	0	0 NO	A	X	I	NO	DTF
		3R	1	1 WT	S	X	I	CT	TD
SACHA 21D	Direccional "J"	3	1	1 WT	N/T/S	X	I	CT	TD
SACHA 22D	Direccional "J" modificado	3	1	1 BT	G/S	X	I	WT	FM
		4	1	1 WT	A	F/2	2	BT	TD
SACHA 23D	Direccional "J"	3	1	2 BT	G	X	2	CT	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 28 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 12 ¼pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Calificación IADC							
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC	RP
SSF 24D	Direccional	4	2	2	CT	A	X	I	NO	BHA
		5	0	2	BT	S/G	X	I	CT	TD
SSF 25D	Direccional	5	1	1	CT	A	X	I	RO	PR
		6	0	2	BT	S	X	I	CT	WO
SSF 26D	Direccional	7	0	0	CT	S	X	I	NO	TD
		3	1	1	CT	A	X	I	WT	BHA
		4	0	3	WT	S	X	1/16	CT/DL	PR
SSF 27D	Direccional	5	0	0	NO	A	X	I	NO	TD
		4	1	1	WT	S/N	X	I	DL	TD
SSF 28D	Direccional	4	1	1	CT/BT	C/S/G	X	I	NO	BHA
		4	0	2	CT	S/G	X	2	DL/BT	TD
SSF 29D	Direccional	3	2	6	RO	S	X	I	BT	BHA
		4	0	3	BT	S	X	I	CT	TD
SSF 30D	Direccional	3	1	3	BT	S	X	I	PR	BHA
		4	0	1	CT	S/G	X	I	TD	PR
		5	0	1	JD	G	E	I	TD	TD
SSF 31D	Direccional	3	0	1	BT	S	X	I	NO	LOG
		3R	2	3	BT	S/G	X	3	CT	BHA
		4	1	3	WT	S/G	X	2	CT/PN	DMF
		5	0	1	CT	S/G	X	I	WT	TD
SSF 32D	Direccional	3	0	2	BT	S/G	X	1	WT/CT	FM
		4	4	8	RO	S/G	X	1	BT	PR
		5	0	2	DL	S/G	X	1	WT/BT	TD
SSF 33D	Direccional	3	3	2	DL/BT	A	X	I	CT/WT	PR
		4	2	3	CR/DL	A	X	1	BT/CT	PR
		5	0	1	CT	S	X	I	WT	TD
SSF 34D	Direccional	4	2	1	CT	C/G	X	I	BT	TD
		3	0	2	CT	S	X	I	BT	PR
SSF 35D	Direccional	4	1	2	CT	S	X	I	BT	BHA
		5	0	0	NO	A	X	I	NO	PR
		6	0	1	CT	S	X	I	BT	BHA
		6R	0	2	CT	S	X	I	BT	TD
SSF 36D	Direccional	3	7	8	RO	N	X	1	LT/BT	PR
		4	1	1	CT	C/S	X	I	DL	TD
SSF 37D	Direccional	3	2	3	DL	N/S	X	I	CT	BHA
		4	0	2	CT	G	X	I	NO	WO
		5	0	1	CT	S/G	X	I	NO	TD
SSF 38D	Direccional	3	2	4	WT	A	X	2	DL	PR
		4	0	1	CT	S/G	X	I	NO	TD
SSF 39D	Direccional	3	5	6	RO	N/S	X	I	BT	PR
		4	0	1	CT	S/G	X	I	LT	TD
SSF 40D	Direccional	3	1	8	RO	N/S	X	1	BT	PR
		4	1	2	BT	S	X	I	DL/WT	TD
SSF 41D	Direccional	3	1	2	CT	A	X	1	BT	BHA
		4	0	1	CT	G	X	I	NO	TD
SSF 42D	Direccional	4	1	3	BT/CT	A	X	I	DL	TD
SSF 43D	Direccional	4	1	3	BT	S	X	I	WT	BHA
		5	0	1	WT	S	X	I	BT	TD
SSF 44D	Direccional	3	0	3	CT/BT	S/G	X	1	DL/RO	PR
		4	0	1	DL/CT	S/G	X	I	PN	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 29 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 8 ½pulg de los Pozos de Río Napo

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Calificación IADC								
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC	RP	
SACHA 1D	Direccional 'S'	6	3	2	CR/DL	A	X	I		CT/WT	TD
SACHA 2D	Direccional	5	1	1	WT	A	X	I		CT	TD
SACHA 3D	Direccional 'J'	6	0	1	BT	G	X	I		CT	TD
SACHA 4D	Direccional 'S'	5	1	1	WT	A	X	I		JD	TD
SACHA 5D	Direccional 'J'	8	1	2	WT	A	X	I		CT	TD
SACHA 6D	Direccional 'S'	6	0	1	WT	G	X	I		NO	CP
			0	0	NO	A	X	I		NO	BHA
		6R	0	1	WT	G	X	I		NO	CP
			0	0	NO	A	X	I		NO	BHA
		6RR	1	2	WT	A	X	I		BT	TD
SACHA 7D	Direccional 'J'	5	0	0	NO	A	X	I		NO	CP
		5R	1	1	ND	A	X	I		NO	TD
		6	1	1	WT	A	X	I		NO	TD
SACHA 8D	Direccional	7	1	2	WT	A	X	I		BT	TD
SACHA 9D	Direccional	5	1	2	WT	A	X	I		BT	DMF
		6	1	1	WT	A	X	I		BT	TD
SACHA 10D	Direccional 'J'	7	1	2	WT	A	X	I		BT	TD
SACHA 11D	Direccional 'J'	6	2	1	WT	A	X	I		LT	TD
SACHA 12D	Direccional 'J'	8	3	2	BT	C/N/S	X	I		ER	TD
SACHA 13D	Direccional 'S'	7	0	1	WT	A	X	I		NO	TD
SACHA 14D	Direccional 'J' modificado	8	0	1	BT	S	X	I		WT	TD
SACHA 15D	Direccional	5	1	2	WT	S	X	I		BT	TD
SACHA 16D	Direccional 'S'	4	1	3	WT	N/S	X	I		CT	TD
SACHA 17D	Direccional	4	0	1	CT	S/G	X	I		WT	TD
SACHA 18D	Direccional	4	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SACHA 19D	Direccional	7	0	1	WT	G	X	I		NO	TD
SACHA 20D	Direccional 'J'	4	2	1	WT	S	X	I		CT/DL	TD
SACHA 21D	Direccional 'J'	4	1	1	WT	N/S/G	X	I		CT	TD
SACHA 22D	Direccional 'J'	5	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SACHA 23D	Direccional 'J'	4	0	1	WT	G	X	I		CT	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Tabla. 30 Calificación IADC de las Brocas en la Sección 8 ½pulg de los Pozos de Consorcio Shushufindi

Pozo	Tipo de Pozo	Nombre de la Broca	Calificación IADC								
			Ti	To	MDC	Loc	B	G	ODC	RP	
SSF 24D	Direccional	6	0	0	NO	A	X	I		NO	CP
		6R	0	0	NO	A	X	I		NO	BHA
		7	0	1	CT	G	X	I		BT	TD
SSF 24D	Direccional	8	0	1	CT	S	X	I		NO	TD
SSF 26D	Direccional	5	1	1	CT	A	X	I		NO	TD
SSF 27D	Direccional	5	0	2	WT	S	X	I		NO	TD
SSF 28D	Direccional	5	0	1	DL/CT	S/G	X	I		WT	TD
SSF 29D	Direccional	5	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SSF 30D	Direccional	6	1	1	CT	G	X	I		WT	HP
		7	0	1	CT	N/S	X	I		PN	TD
SSF 31D	Direccional	6	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SSF 32D	Direccional	6	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SSF 33D	Direccional	6	0	1	WT	S	X	I		NO	TD
SSF 34D	Direccional	7	8	7	WT	A	E	I		FC	BHA
		8	0	0	NO	A	X	I		WT	TD
SSF 35D	Direccional	7	0	1	CT	S	X	I		NO	TD
SSF 36D	Direccional	6	1	1	CT	C/S	X	I		WT	TD
SSF 37D	Direccional	6	0	2	DL	G	X	I		CT	TD
SSF 38D	Direccional	5	1	2	WT	A	X	I		BT	TD
SSF 39D	Direccional	5	0	1	WT	G	X	I		NO	TD
SSF 40D	Direccional	5	0	1	CT	S	X	I		WT	TD
SSF 41D	Direccional	5	1	1	CT	A	X	I		NO	LOG
		5R	1	1	CT	A	X	I		BT/WT	TD
SSF 42D	Direccional	5	0	0	WT	G	X	I		NO	TD
SSF 43D	Direccional	6	0	1	BT	G	X	I		NO	TD
SSF 44D	Direccional	5	0	2	DL	G	X	I		1 CT	TD

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Para la evaluación se ha tomado como referencia ciertos pozos, estos pozos fueron seleccionados de un promedio sacado de los 44 pozos tomados para

el estudio. Este promedio se obtuvo para cada sección, logrando saber cuáles son los pozos que están dentro del promedio obtenido y los que no se encuentran dentro del rango, servirán para el análisis y evaluación de la gestión operativa de las brocas y a su vez obtener una solución al problema.

4.2 EVALUACIÓN DEL ROP POR SECCIÓN

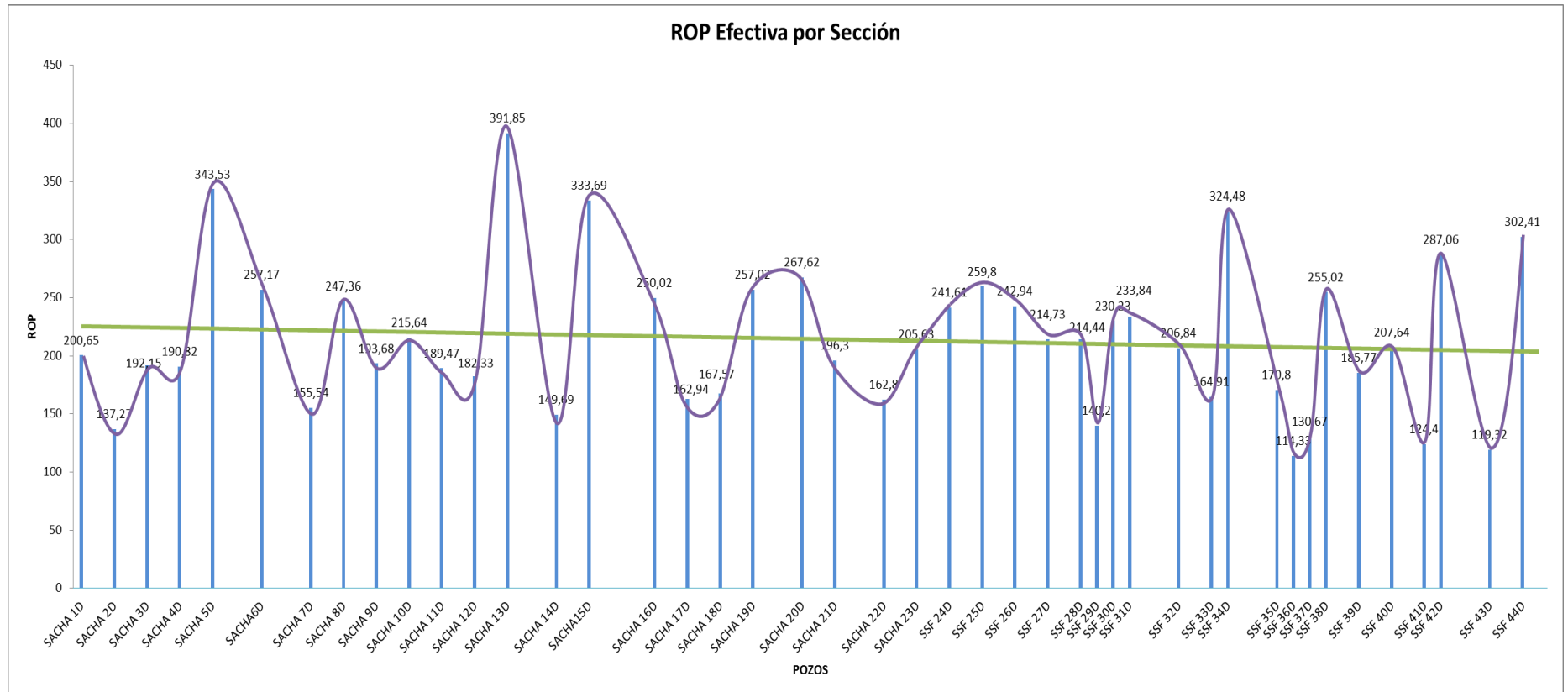
4.2.1 SECCIÓN 16pulg

Para la evaluación técnica de la sección de 16pulg se tomó los datos con respecto a la tabla del ROP efectivo por sección, lo cual nos pudo indicar cuál fue la eficiencia de la broca en la sección corrida y así poder analizar qué tan eficiente fue el trabajo de la broca en esa corrida.

En esta sección una vez sacado el promedio del ROP efectiva por sección de los 44 pozos (ANEXO. 3), se realizó una gráfica del ROP efectiva por sección vs los pozos como se muestra en la (Fig. 31); a su vez se sacó la media de la cual se obtuvo que 20 pozos en esta sección están dentro de los rangos establecidos y que 24 pozos están fuera del promedio establecido de 214,14fpe/hr. Este promedio ayudó a dividir entre los pozos que están dentro de los 214,14fpe/hr y a su vez los que no cumplen con este requerimiento.

Con respecto al número de pozos que no cumplen con el promedio obtenido; podemos observar que a su vez hay una cantidad menor de pozos que terminaron la sección con un ROP bastante bueno, lo cual se observa un rendimiento no tan bueno para los pozos en la sección.

Fig. 31 Gráfica de Relación entre el ROP Efectiva por Sección vs los Pozos - Sección 16pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

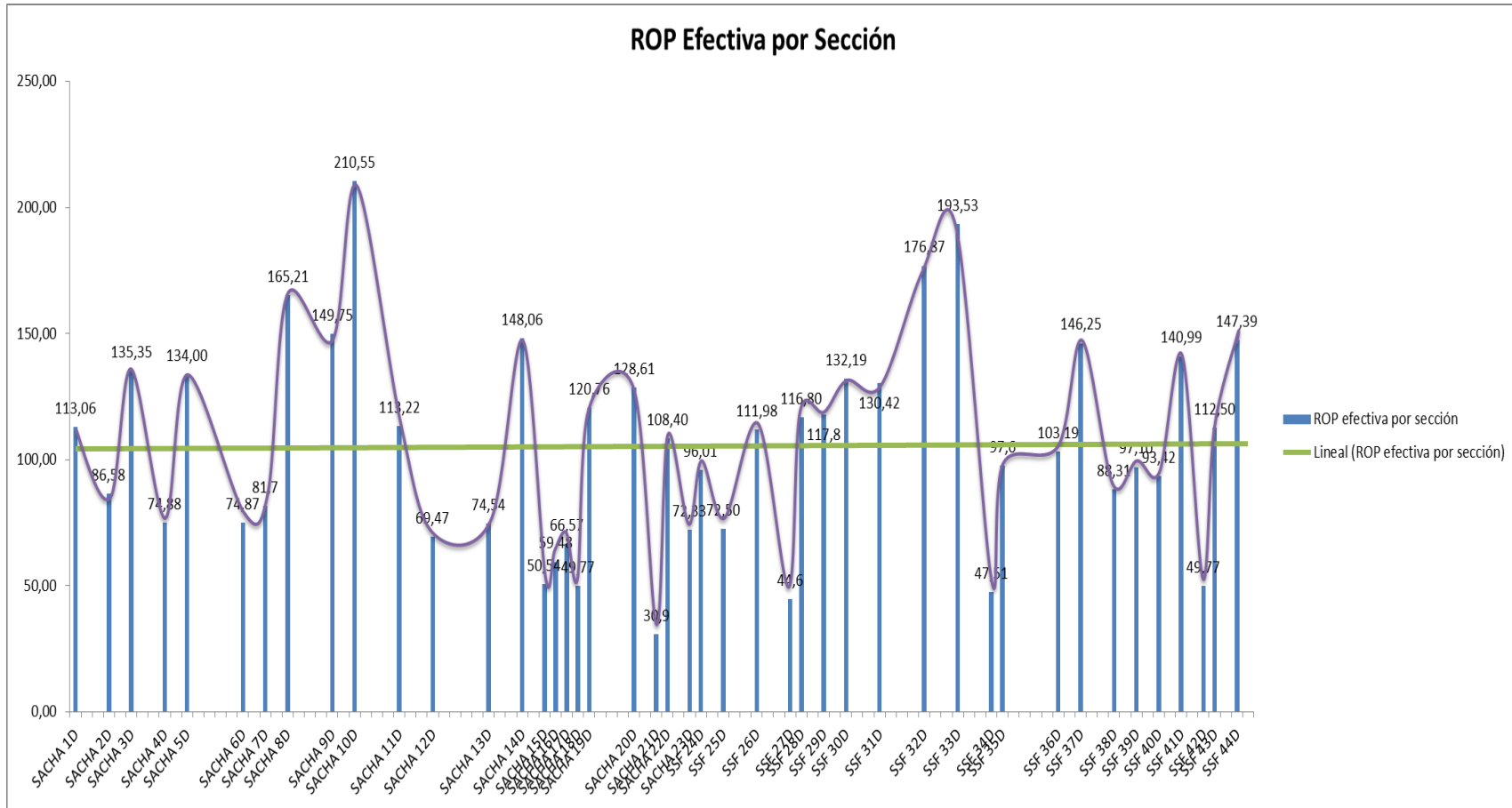
4.2.2 SECCIÓN 12 ¼pulg

Para la evaluación técnica de esta sección, de igual manera hemos tomado los datos de la tabla del ROP efectiva por sección para definir si el valor se encuentra dentro del rango adecuado de operación y a su vez definir la manera en que la broca está trabajando en el pozo.

En esta sección una vez sacado el promedio del ROP efectiva por sección de los 44 pozos (ANEXO. 4), se realizó una gráfica del ROP efectiva por sección vs los pozos como se muestra en la (Fig. 32), donde se denota una media obteniendo como resultado que 22 pozos en esta sección se encuentran dentro del rango establecido de 105,35fpie/hr.

La obtención del ROP, definió cuantos pozos no se encuentran dentro del rango de operación, sin embargo según el ROP efectiva por sección los pozos que no cumple con las especificación son la mitad de los pozos elegido para el presente estudio.

Fig. 32 Gráfica de Relación entre el ROP Efectiva por Sección vs los Pozos - Sección 12 ¼pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

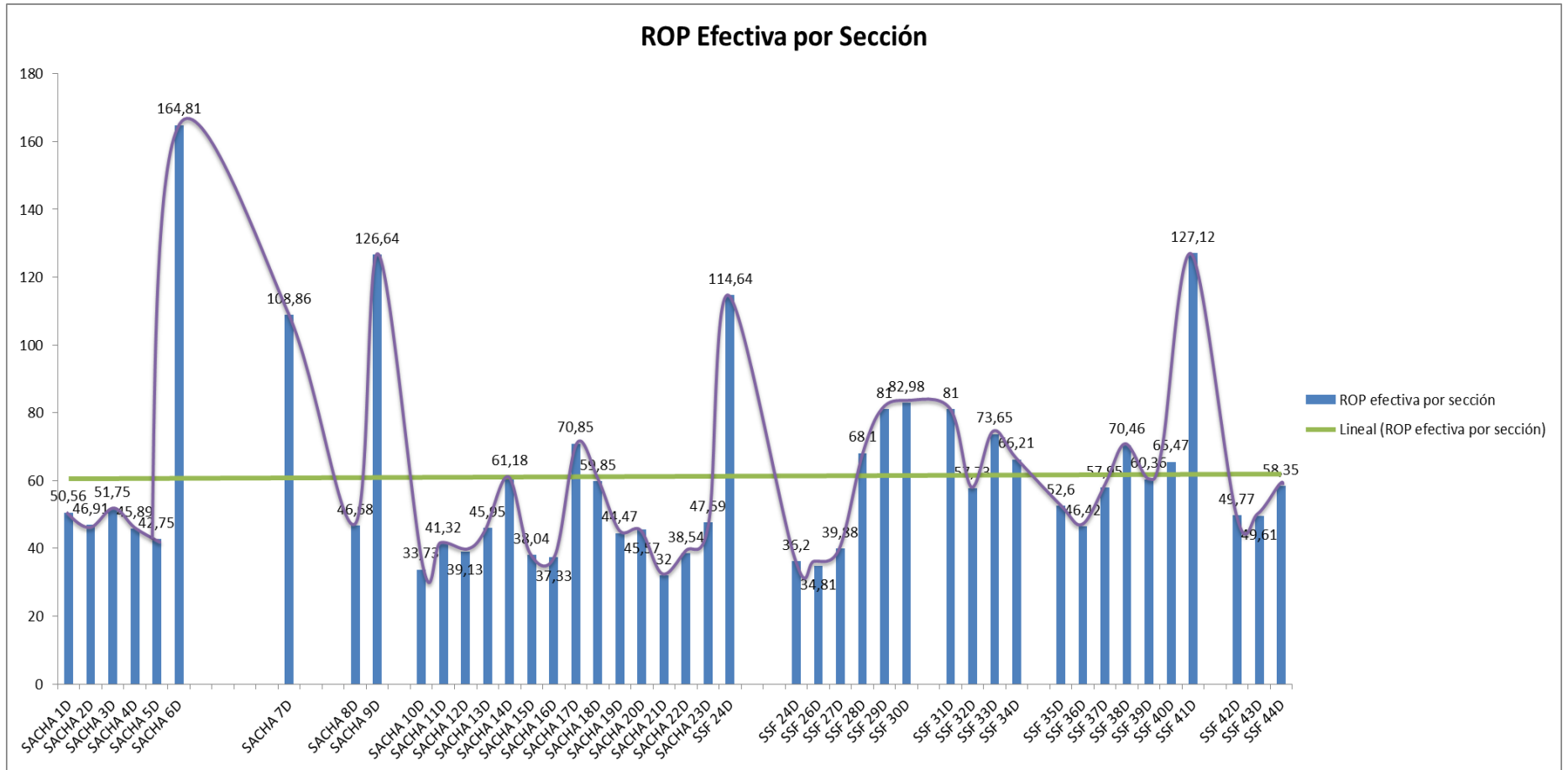
4.2.3 SECCIÓN 8 ½pulg

En esta última sección se realizó el mismo procedimiento de las anteriores secciones, de la tabla se tomó los datos del ROP efectiva por sección para poder sacar el promedio y definir cuantos pozos están fuera del rango.

Una vez sacado el promedio del ROP efectiva por sección de los 44 pozos (ANEXO. 5), también se realizó una gráfica del ROP efectiva por sección vs los pozos, para demostrar cuantos son los pozos que están fuera del rango; en la gráfica se denota una media como se muestra en la (Fig.33), la que demostró que 14 pozos en esta sección están dentro del rango de 61,24pie/hr.

En relación a las otras secciones esta sección tiene un número mayor de pozos con problemas que son 30 pozos, y que dentro del rango de operación efectiva existe un total de 14 pozos.

Fig. 33 Gráfica de Relación entre el ROP Efectiva por Sección vs Pozos - Sección 8 ½pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

4.3 CONSIDERACIONES TÉCNICAS POR LAS QUE UNA BROCA SALE A SUPERFICIE

4.3.1 SECCIÓN 16pulg

En la presente sección se ha tomado datos de las (Tablas. 25 y 26), las cuales contienen la calificación de las brocas, para este análisis se determinó un total de 24 pozos que no cumplen con el rango promedio del ROP efectiva por sección, y con la que explicaré las razones generales por las que una broca sale a superficie.

En esta sección se evaluó en base a las razones para sacar una broca del pozo, donde solamente 1 pozo presentó problemas; porque las razones para sacar la broca en el caso del pozo Sacha 21D, presentó fallas por dos veces consecutivas en el BHA o ensamblaje de fondo.

Al momento de analizar los problemas por los que las brocas salen a superficie nos damos cuentas que la mayoría de razones se dan por el descuido del ingeniero de brocas ya que al momento de atravesar una formación, los parámetros no se controlan antes o ni si quiera se controlan por lo cual la broca se desgasta de una forma rápida y esto hace que salga en ciertas ocasiones y en su mayoría sin cumplir TD.

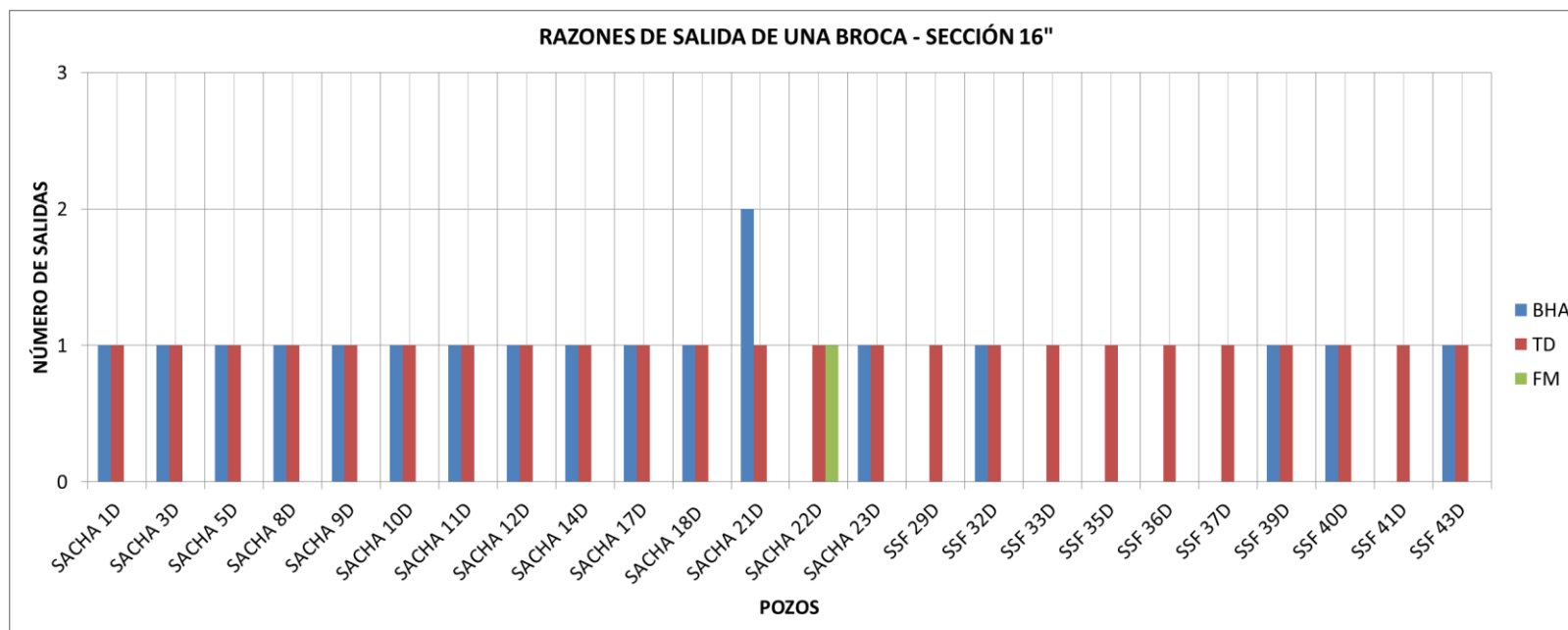
A continuación se presenta la (Tabla. 31), es la que indica las razones en forma cuantitativa del porque salió la broca, y así poder analizar de forma puntual en base a la (fig. 35) que es lo que pudo haber sucedido.

Tabla. 31 Número de veces que Salió la Broca con Respecto a los Pozos – Sección 16pulg

POZOS																								
Razones para	SACHA 1D	SACHA 3D	SACHA 5D	SACHA 8D	SACHA 9D	SACHA 10D	SACHA 11D	SACHA 12D	SACHA 14D	SACHA 17D	SACHA 18D	SACHA 21D	SACHA 22D	SACHA 23D	SSF 29D	SSF 32D	SSF 33D	SSF 35D	SSF 36D	SSF 37D	SSF 39D	SSF 40D	SSF 41D	SSF 43D
BHA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	0	1	0	1	0	0	0	0	1	1	0	1
TD	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
FM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Fig. 34 Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 16pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

Por consiguiente se realiza un análisis técnico en base a las razones por las que la broca salió, como son las siguientes:

BHA: pudo suceder que el cambio de BHA fue porque el peso requerido sobre la broca no fue el correcto y produjo el desgaste de la misma o se maximizó la tasa de penetración. Según la gráfica del número de veces que salió la broca, muestra que 17 pozos de los 24 pozos fueron sacados por cambio del BHA.

TD: cuando las brocas son sacadas del pozo por razones de TD es porque ha llegado a la profundidad total o a punto de tubería de revestimiento. Según la gráfica del número de veces que salió la broca, se ha determinado que en todos los 24 pozos se han sacado las brocas por llegar al TD.

FM: Casi siempre en todos los pozos se saca una broca cuando se va a cambiar de formación o dependiendo si la broca ha sufrido algún daño o desgaste que haga que no pueda llegar a cumplir con la meta deseada. Según la gráfica del número de veces que salió la broca, se determinó que en un pozo la broca fue sacada a superficie por FM.

4.3.2 SECCIÓN 12 ¼pulg

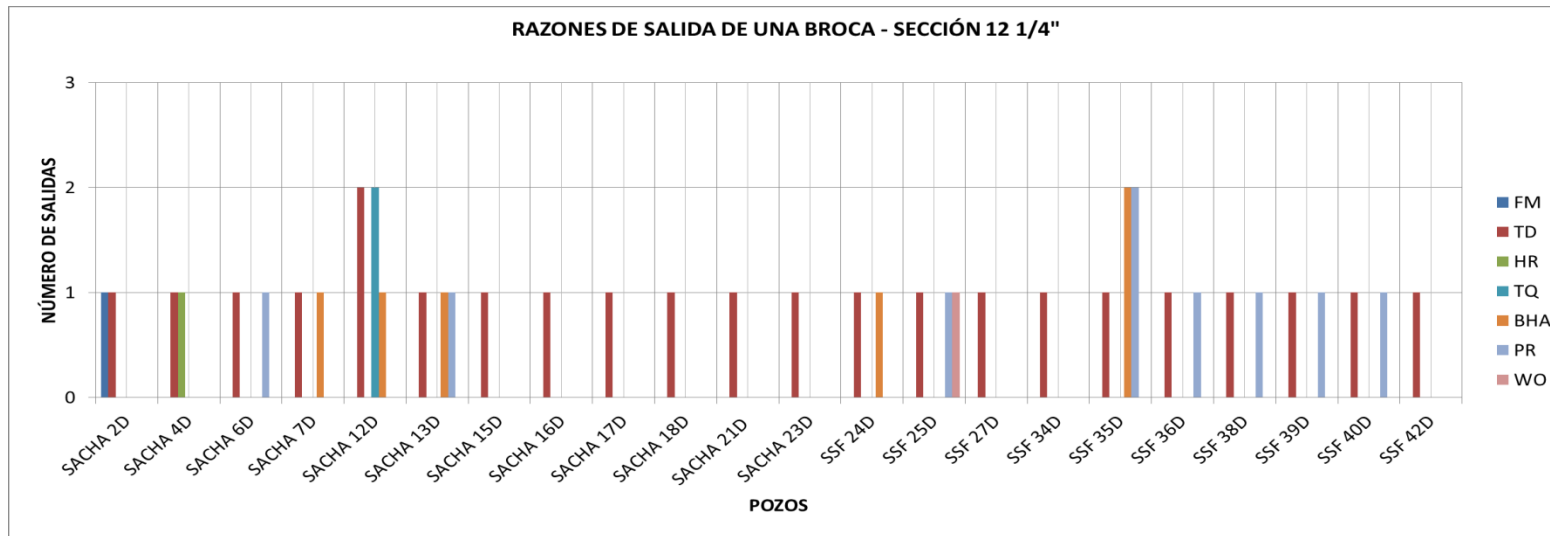
En las (Tablas. 27 y 28) de la calificación de las brocas, para este análisis se determinó que 22 pozos no cumplen con el rango promedio del ROP efectiva por sección. En esta sección se evaluó según las razones de salida de una broca, donde solamente 2 pozos son los que presentan más problemas; las razones para sacar la broca se repiten dos veces en el caso del pozo Sacha 12D, donde presenta daño de la broca por la formación que atravesó, y esto pudo suceder por no controlar los parámetros, también se dio por el sobre torque que se le aplicó a la broca en el momento de perforar, mientras que el segundo pozo Sacha 35D presentó problemas por fallas en dos ocasiones en el BHA o ensamblaje de fondo y por la velocidad de perforación, así como en el Sacha 12D en éste tampoco se controló los parámetros de perforación.

Tabla. 32 Número de veces que Salió la Broca con Respecto a los Pozos – Sección 12 ¼pulg

Razones para sacar una broca del pozo	POZOS																					
	SACHA 2D	SACHA 4D	SACHA 6D	SACHA 7D	SACHA 12D	SACHA 13D	SACHA 15D	SACHA 16D	SACHA 17D	SACHA 18D	SACHA 21D	SACHA 23D	SSF 24D	SSF 25D	SSF 27D	SSF 34D	SSF 35D	SSF 36D	SSF 38D	SSF 39D	SSF 40D	SSF 42D
FM	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TD	1	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
HR	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TQ	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BHA	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	2	0	0	0	0
PR	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	2	1	1	1	1	0
WO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Elaborado: (Quiroz. 2015)

Fig. 35 Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 12 ¼pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

A continuación se realizara un análisis del porqué de las razones de salida de las brocas en esta sección.

FM: el cambio de formación es una razón de salida de las brocas porque hay veces que se requiere el cambio de broca, porque está no trabaja eficientemente en la formación. Según lo analizado en la (Fig. 36) se demostró que un pozo Sacha 2D tuvo una razón de salida de la broca por FM, mientras que los demás son por otros motivos.

TD: es una razón muy común de la salida de una broca; esto sucede porque esta llevo a la profundidad total o para realizar el punto para tubería de revestimiento. Según lo antes analizado en la (Fig. 36) se demostró que todos los pozos han salido a superficie por esta razón pero en el pozo 12D las brocas salieron dos veces lo que indica según el estudio que la primera razón de salida fue porque la formación que estaban atravesando daño la broca.

HR: las horas son un factor importante en el momento de la perforación ya que si menos horas nos hacemos en perforar una sección mejor será la eficiencia del pozo, pero una razón para sacar la broca del pozo es por las horas, porque puede estar sucediendo algo en la broca que demore la perforación, de esta manera es preferible sacar la broca y reemplazarla por otra si es necesario. En esta sección hubo un problema con relación a horas; la broca del pozo Sacha 4D fue sacada por problema en las horas que según lo investigado se definió que la broca tuvo en la hilera interior un nuevo desgaste y en la hilera exterior tuvo un desgaste de 1/8" de la altura original del diente con todos sus dientes desgastados y rotos por esta razón se demoró la operación.

TQ: otro dato importante también es el torque el cuál ayuda a dar un movimiento rotatorio a un cuerpo rígido en este caso la broca, pero hay veces que esto no sucede y se procede a sacar del pozo para inspeccionar lo que está sucediendo. En la figura anterior demuestra que el pozo Sacha 12D es el único que sus brocas se sacaron por problemas con el TQ, con la única diferencia que esta se la saco dos veces por TQ.

BHA: en esta razón de salida, las brocas de 6 pozos han salido por cambio de ensamblaje de fondo lo cual se lo hace porque se maximizó la tasa de penetración y el proceso es deficiente.

PR: en este caso la velocidad de perforación no es la óptima por lo cual se ven obligados a definir qué es lo que sucede y proceder a tomar medidas al respecto. Según la revisión en la (Fig. 36), se determinó que 8 pozos se sacaron por PR y en el pozo SSF 35D la broca se sacó 2 veces por el mismo problema.

WO: la última razón de sacar la broca del pozo en esta sección es por WO (Rotura de la sarta de perforación por fuga hidráulica), Este problema sucedió en el pozo SSF 25D, dónde se pudo verificar que la broca salió con sus cortadores rotos y cincelados en el hombro de la broca PDC con su diámetro original, lo que quiere decir que hubo probablemente problemas cuando atravesó la formación y no lo previnieron antes.

4.3.3 SECCIÓN 8 ½pulg

En el caso de esta sección por ser la última en perforar casi siempre no tiene muchos problemas y no se utiliza más de una sola broca, todo depende de que los encargados de revisar los parámetros de perforación, formación u otros aspectos involucrados en la perforación sean controlados de manera eficiente.

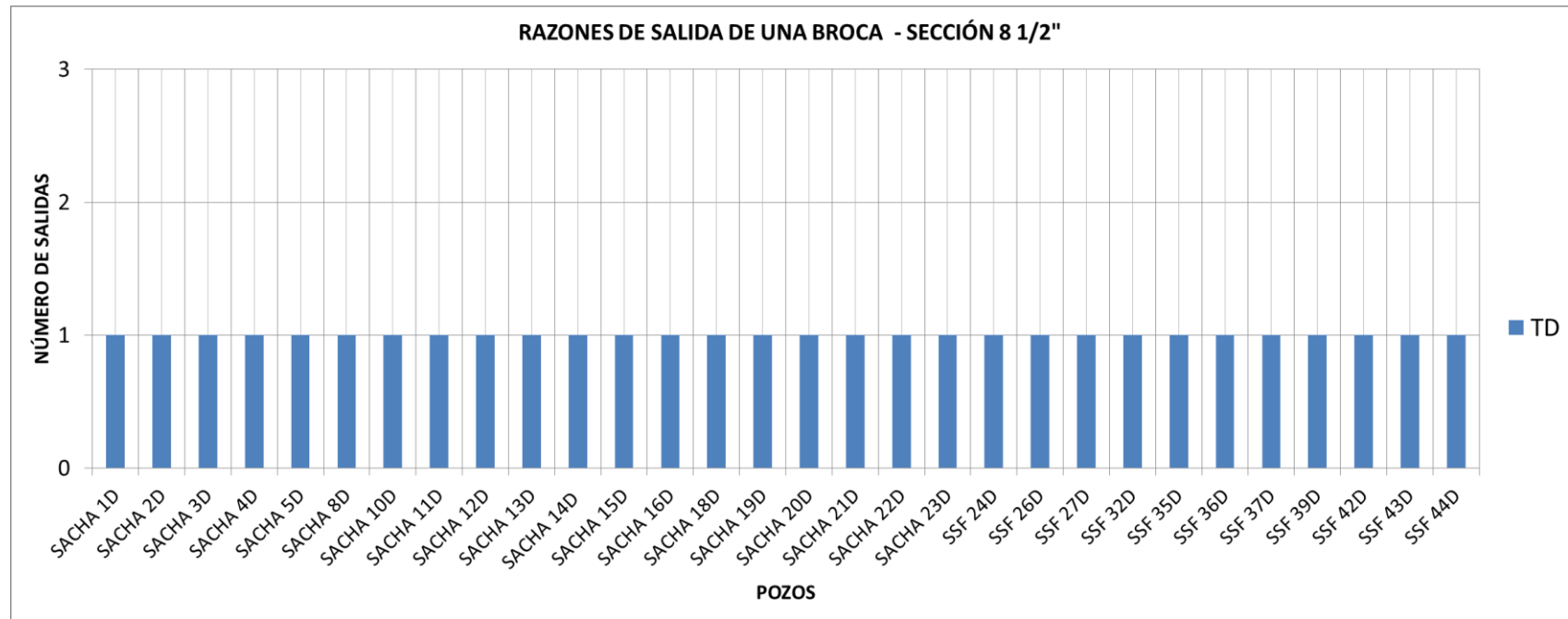
A continuación se dará a conocer de forma cuantitativa las razones por las que salió una broca como se muestra en la (Tabla. 33) y así poder analizar en base a la (Fig.37) lo que sucede en esta sección con respecto a las brocas.

Tabla. 33 Número de veces que Salió la Broca con Respecto a los Pozos – Sección 8 ½pulg

Razones para sacar una broca del pozo	POZOS																														
	SACHA 1D	SACHA 2D	SACHA 3D	SACHA 4D	SACHA 5D	SACHA 8D	SACHA 10D	SACHA 11D	SACHA 12D	SACHA 13D	SACHA 14D	SACHA 15D	SACHA 16D	SACHA 18D	SACHA 19D	SACHA 20D	SACHA 21D	SACHA 22D	SACHA 23D	SSF 24D	SSF 26D	SSF 27D	SSF 32D	SSF 35D	SSF 36D	SSF 37D	SSF 39D	SSF 42D	SSF 43D	SSF 44D	
TD	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Fig. 36 Gráfica del número de veces que salió la broca con respecto a los pozos – Sección 8 ½pulg



Elaborado: (Quiroz, 2015)

Revisando el cuadro anterior se pudo definir que el TD en esta sección, es la condición más común cuando una broca sale a superficie, esto se debe porque llego a profundidad total y se ha terminado la perforación.

4.4 OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN SEGÚN CIERTAS ESPECIFICACIONES

Una vez analizadas las secciones de 16pulg, 12 ¼pulg y 8 ½pulg se procedió a realizar una evaluación general de los 44 pozos seleccionados para el presente estudio, donde se mostraron ciertas condiciones para que la perforación de cada pozo sea más eficiente.

En la (Tabla. 34) se detalla la profundidad promedio, el ROP promedio y los días promedio para cada sección; en base a los días promedio de las secciones, se realizó una suma para obtener el total de días de las 3 secciones, este valor será el promedio ideal para todos los pozos y así proceder a realizar un análisis económico de los mismos.

Tabla. 34 Promedios de Profundidad, ROP y Días de cada Sección Perforado

Pozo	Profundidad Promedio	ROP Promedio	Días promedio perforado
Sección 16pulg	4849,20	214,14	0,94
Sección 12 1/4pulg	4152,73	105,35	1,64
Sección 8 1/2pulg	1352,64	61,24	0,92
		TOTAL DE DÍAS	3,506

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Una vez obtenido los promedios de ciertas especificaciones; se analizó en base al total de días por pozo con el promedio ideal obtenido, cuales son los días a favor o en contra que tiene cada pozo durante la perforación mostrado en la (Tabla. 35).

Tabla. 35 Análisis de los Días Perforados por Pozo vs el Promedio Ideal

Pozo	Horas Sección 16"	Horas Sección 12 1/4pulg	Horas Sección 8 1/2pulg	Total de Horas por pozo	Total de Días por pozo	Promedio Ideal	Días en contra c/pozo	Costo de taladro diario x Días
SACHA 1D	34,30	110,61	46,60	191,51	7,98	3,51	4,47	359.081,25
SACHA 2D	62,10	88,30	51,10	201,50	8,40	3,51	4,89	377.812,50
SACHA 3D	37,27	92,65	27,40	157,32	6,56	3,51	3,05	294.975,00
SACHA 4D	59,02	86,45	31,27	176,74	7,36	3,51	3,85	331.387,50
SACHA 5D	52,23	150,00	41,43	243,66	10,15	3,51	6,64	456.862,50
SACHA6D	61,82	82,69	35,08	179,59	7,48	3,51	3,97	336.731,25
SACHA 7D	34,92	34,92	61,10	130,94	5,46	3,51	1,95	245.512,50
SACHA 8D	27,63	106,49	26,20	160,32	6,68	3,51	3,17	300.600,00
SACHA 9D	53,21	49,62	20,98	123,81	5,16	3,51	1,65	232.143,75
SACHA 10D	33,75	91,81	48,62	174,18	7,26	3,51	3,75	326.587,50
SACHA 11D	37,60	101,17	63,05	201,82	8,41	3,51	4,90	378.412,50
SACHA 12D	27,00	166,76	58,50	252,26	10,51	3,51	7,00	472.987,50
SACHA 13D	46,78	122,81	39,28	208,87	8,70	3,51	5,19	391.631,25
SACHA 14D	32,06	71,19	35,63	138,88	5,79	3,51	2,28	260.400,00
SACHA15D	69,52	45,90	55,70	171,12	7,13	3,51	3,62	320.850,00
SACHA 16D	33,18	74,43	60,03	167,64	6,99	3,51	3,48	314.325,00
SACHA 17D	50,34	63,18	30,57	144,09	6,00	3,51	2,49	270.168,75
SACHA 18D	58,20	83,70	24,60	166,50	6,94	3,51	3,43	312.187,50
SACHA 19D	72,56	142,26	15,72	230,54	9,61	3,51	6,10	432.262,50
SACHA 20D	28,42	80,90	50,65	159,97	6,67	3,51	3,16	299.943,75
SACHA 21D	84,79	87,75	73,63	246,17	10,26	3,51	6,75	461.568,75
SACHA 22D	42,00	63,19	57,65	162,84	6,79	3,51	3,28	305.325,00
SACHA 23D	32,60	65,67	46,82	145,09	6,05	3,51	2,54	272.043,75
SSF 24D	31,00	79,91	21,50	132,41	5,52	3,51	2,01	248.268,75
SSF 25D	39,90	91,76	16,70	148,36	6,18	3,51	2,67	278.175,00
SSF 26D	50,20	83,00	26,00	159,20	6,63	3,51	3,12	298.500,00
SSF 27D	49,06	81,80	16,40	147,26	6,14	3,51	2,63	276.112,50
SSF 28D	29,30	65,92	11,41	106,63	4,44	3,51	0,93	199.931,25
SSF 29D	37,50	70,80	8,40	116,70	4,86	3,51	1,35	218.812,50
SSF 30D	22,10	63,48	19,90	105,48	4,40	3,51	0,89	197.775,00
SSF 31D	102,00	87,44	8,40	197,84	8,24	3,51	4,73	370.950,00
SSF 32D	51,20	63,66	10,48	125,34	5,22	3,51	1,71	235.012,50
SSF 33D	31,15	68,00	9,60	108,75	4,53	3,51	1,02	203.906,25
SSF 34D	43,80	67,40	41,60	152,80	6,37	3,51	2,86	286.500,00
SSF 35D	30,69	121,25	14,10	166,04	6,92	3,51	3,41	311.325,00
SSF 36D	46,54	83,49	13,96	143,99	6,00	3,51	2,49	269.981,25
SSF 37D	42,52	77,56	11,51	131,59	5,48	3,51	1,97	246.731,25
SSF 38D	39,38	82,56	11,00	132,94	5,54	3,51	2,03	249.262,50
SSF 39D	53,38	71,00	9,94	134,32	5,60	3,51	2,09	251.850,00
SSF 40D	46,67	78,10	9,50	134,27	5,59	3,51	2,08	251.756,25
SSF 41D	42,95	70,56	12,97	126,48	5,27	3,51	1,76	237.150,00
SSF 42D	33,80	75,40	75,40	184,60	7,69	3,51	4,18	346.125,00
SSF 43D	29,30	65,40	12,90	107,60	4,48	3,51	0,97	201.750,00
SSF 44D	35,50	67,30	12,51	115,31	4,80	3,51	1,29	216.206,25
Costo Total \$:								\$ 13.149.881,25

Elaborado: (Quiroz, 2015)

El tiempo promedio de todos los pozos tanto de Consorcio Shushufindi como de Río Napo es de 3,51 días, se analizó y se pudo demostrar que los pozos que no terminan la perforación en tiempo requerido lo que provoca mayores costos durante la perforación como el aumento del costo diario del taladro y esto no es ventajoso; porque en vez de reducir los costos están aumentando y sobre todo no es productivo para las empresas encargadas de las operaciones y a la vez del país.

En la anterior (Tabla. 35), se muestra que todos los pozos perforados no están dentro del tiempo de 3,51 días y que algunos se exceden de este tiempo promedio ideal.

Para demostrar cuanto es el costo que demanda solo una perforación de un pozo atravesando las tres secciones (16pulg, 12 ¼pulg y 8 ½pulg), se muestra en la siguiente (Ec. 10). El costo del taladro es de 45.000 dólares/día, y según el promedio ideal de 3,51 días, entonces durante la perforación deberían gastar un costo total de \$157.783,01 dólares por pozo.

$$\begin{aligned} \text{Costo total de la perforación de cada pozo} &= & \text{(Ec. 10)} \\ & (\text{Costo del taladro} \times \text{Días promedio}) \\ \text{Costo total perforado por pozo} &= (45.000 \times 3,51) \\ \text{Costo total perforado por pozo} &= 157.783,01 \text{ dólares} \end{aligned}$$

En base a este análisis se demostró que todos los pozos se encuentran fuera del costo total de \$157.783,01 dólares, esto se debió porque no se cumplió con el tiempo requerido, porque evaluando los días de cada pozo conjuntamente con los días promedio se obtuvo los tiempos en contra de cada pozo, ya que realizando los cálculos pertinentes mostrados en la (Tabla. 36), se obtuvo el sobre costo de los pozos.

Tabla. 36 Costos en perforación sobre Invertidos en cada Pozo

Pozo	Costos sobre invertidos
SACHA 1D	201.298,24
SACHA 2D	219.862,50
SACHA 3D	137.025,00
SACHA 4D	173.437,50
SACHA 5D	298.912,50
SACHA6D	178.781,25
SACHA 7D	87.562,50
SACHA 8D	142.650,00
SACHA 9D	74.193,75
SACHA 10D	168.637,50
SACHA 11D	220.462,50
SACHA 12D	315.037,50
SACHA 13D	233.681,25
SACHA 14D	102.450,00
SACHA15D	162.900,00
SACHA 16D	156.375,00
SACHA 17D	112.218,75
SACHA 18D	154.237,50
SACHA 19D	274.312,50
SACHA 20D	141.993,75
SACHA 21D	303.618,75
SACHA 22D	147.375,00
SACHA 23D	114.093,75
SSF 24D	90.318,75
SSF 25D	120.225,00
SSF 26D	140.550,00
SSF 27D	118.162,50
SSF 28D	41.981,25
SSF 29D	60.862,50
SSF 30D	39.825,00
SSF 31D	213.000,00
SSF 32D	77.062,50
SSF 33D	45.956,25
SSF 34D	128.550,00
SSF 35D	153.375,00
SSF 36D	112.031,25
SSF 37D	88.781,25
SSF 38D	91.312,50
SSF 39D	93.900,00
SSF 40D	93.806,25
SSF 41D	79.200,00
SSF 42D	188.175,00
SSF 43D	43.800,00
SSF 44D	58.256,25
Total sobre invertido \$:	\$ 6.200.248,24

Elaborado: (Quiroz, 2015)

Por todo lo antes mencionado se demuestra que los 44 pozos tuvieron gastos excesivos según el tiempo promedio ideal dando un total de sobre inversión de: \$6'200.248,24 dólares, haciendo una relación entre el total gastado y el total sobre invertido (Tabla. 37), si los pozos hubieran cumplido con el tiempo ideal, el costo total de la perforación hubiera sido \$6'949.633,01 dólares y no \$13'149.881,25 dólares como se demostró en la (Tabla. 35).

Tabla. 37 Costo Óptimo para la Perforación de 44 Pozos

Costo Total de los 44 pozos	Total sobre invertido	Total Óptimo
\$ 13.149.881,25	\$ 6.200.248,24	\$ 6.949.633,01

Elaborado: (Quiroz, 2015)

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El análisis de la gestión operativa de las brocas ayuda a llevar un mejor control operativo del plan de brocas; ya que existen variables técnicas que ayudan analizar la eficiencia que ha tenido dicha broca durante la perforación, lo que es muy conveniente para poder saber, si las brocas que han sido utilizadas en X pozo han logrado realizar un trabajo óptimo y dependiendo del trabajo realizado de la broca, tomar decisiones en nuevos pozos que se vayan a perforan.
- Según los datos tomados del BIT RECORD, y realizando un análisis de los 44 pozos se demostró que todos los pozos de Sacha y Shushufindi han terminado sus operaciones sobre el tiempo promedio ideal de 3,51 días, por lo que no se encontró ningún pozo óptimo y esto representó más días de trabajo y mayor costo operativo.
- Una broca cuando ha finalizado la perforación de un cierto intervalo de pies (ft) perforados, está siempre salen con un tipo de desgaste de acuerdo a las características de desgaste que existen, los mayores daños que se presentaron en las brocas utilizadas en los 44 pozos fueron por: WT (cortadores desgastados), por CT (cortadores cincelados) o por NO (no tuvieron características de desgaste).

Brocas con Mayores Daños		
Sección	Características de Desgaste	N° de brocas
16pulg	WT-NO	33
12 1/4pulg	WT - CT	16
8 1/2pulg	CT - WT	9

- Las razones de salida de una broca según los códigos IADC, son muy importantes para demostrar porque motivo salió la broca del pozo; y a su vez saber si está se la puede reutilizar en el mismo pozo o para otros pozos vecinos dependiendo mucho de las condiciones geológicas de los nuevos pozos a perforar. En este caso las mayores razones de salida de las brocas fueron por: TD (Profundidad total), BHA (Cambio de ensamblaje de fondo), PR (Velocidad de Perforación) y CP (Punto para sacar núcleos).

Brocas con Mayores Razones de Salida		
Sección	Razones de Salida de una Broca	N° de brocas
16pulg	BHA	40
	TD	43
12 1/4pulg	TD	43
	BHA	28
	PR	17
8 1/2pulg	TD	45
	BHA	4
	CP	4

- Optimizando los tiempos de perforación se demostró que los 44 pozos escogidos para el estudio terminaron sobre el tiempo promedio ideal de 3,51 días, y esto involucró un costo de 13'149.881,25 dólares solo de lo perforado, porque si hubiese terminado la perforación en el tiempo ideal, el costo óptimo hubiese sido 6'949.633,01 dólares, así se demuestra que se obtuvo un costo excesivo invertido de 6'200.248,24 dólares.

5.2 RECOMENDACIONES

- Antes de tomar la decisión de utilizar la misma broca para los mismos o ciertos procedimiento de pozos antiguos en pozos nuevos, siempre hay que revisar los parámetros o variables de perforación de los pozos antiguos óptimos, porque no todos los pozos operan de la misma manera, esto puede cambiar dependiendo de las condiciones en las que se encuentre cada pozo o de las secciones, ya que no se puede realizar los mismos procedimientos, pero se puede utilizar ciertos contextos que servirán de ayuda para realizar el objetivo planteado.
- Para tener un mejor desempeño de las operaciones realizadas en el pozo, que represente menor tiempo y menor costo se debe tener un mejor control operativo de los parámetros de perforación, porque estos son los que influyen en el desempeño correcto que va a tener la broca en el momento de la perforación; ya que a mayor ROP menos horas serán empleadas en la finalización del mismo.
- Antes de seleccionar una nueva broca se debe revisar ciertas condiciones para tomar la decisión correcta como: la litología, las formaciones que se vayan a atravesar y los problemas que puede tener dicho pozo; los geólogos son los encargados de informar las condiciones en las que se encuentra el nuevo pozo.
- Siempre calificar a la broca con los códigos IADC ya que estos ayudarán al respectivo análisis de las brocas que salieron o se desgastaron por algún motivo; por eso se recomienda revisar el BIT RECORD de las brocas para determinar la calificación, las variables y los parámetros que ha tenido cada broca durante su uso.
- Antes de planificar la perforación de un pozo, estimar los tiempos óptimos perforados en la perforación real para conseguir un ahorro significativo en los costos.

BIBLIOGRAFÍA

- ARCH. (2013). *REPORTE FINAL DE BROCAS SACHA 381D*. Quito.
- ARCH. (2013). *REPORTE FINAL_AGUARICO-38D*. Shushufindi.
- BECERRA VALLEJO, A. (2006). *Metología de la perforación de un pozo vertical utilizando Brocas PDC en el Pozo AUCA 52*. Quito.
- BUSTOS CEDEÑO, J. G. (2013). *Aplicación de la Fractura Hidráulica de la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Madrid.
- Cabrera Pazmiño, A. I., & Cunduri Morocho, J. V. (2012). *CARACTERIZACIÓN DEL CONGLOMERADO DE LA FORMACIÓN TIYUYACU DE LA CUENCA ORIENTAL DEL ECUADOR EN LOS BLOQUES 7 Y 18 PARA LA ADECUADA SELECCIÓN DE BROCAS EN LA SECCIÓN DE 12 1/4"*. Quito.
- Calispa Mantilla, C. J., & Villegas Vélez, F. E. (2013). *ANÁLISIS TÉCNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS Y VARIABLES DE PERFORACIÓN EN LA CUENCA ORIENTE. ABRIL 2013*. Quito.
- Coloma Chango, M. J. (2008). *EVALUACIÓN DE ENSAMBLAJES DE FONDO (BHA) PARA OPTIMIZAR EL TIEMPO DE PERFORACIÓN EN POZOS DIRECCIONALES EN EL CAMPO SACHA*". Guayaquil.
- DE LA TORRE GONZÁLEZ, P. A. (2008). *SELECCIÓN DE BARRENAS POR CORRELACIÓN*. Quito.
- Delgado, D., Rodríguez, R., & Arevalo, J. C. (2010). *Brocas de Perforación*.
- DrillingFormulas.com. (26 de 05 de 2009). *DrillingFormulas.com*. Recuperado el 12 de 02 de 2015, de Hydraulic Horse Power Calculation: <http://www.drillingformulas.com/hydraulic-horse-power-calculatin/>
- González , A., Jara, M., & Ramírez, L. (2009). *Diseño del Programa de Brocas Requerido para Perforar el Pozo Direccional XD*. Guayaquil.

- Ing. Arrieta, M. (03 de 07 de 2013). *Slideshare*. Recuperado el 09 de 02 de 2015, de Lodos de Perforación:
<http://es.slideshare.net/Juanchoperezr/lodos-deperforacion>
- ING. CHIRIBOGA PINOS, J. A. (2007). *Propuesta de explotación y Manejo de Crudos Pesados-PETRPRODUCCION, CAMPO OGLAN*. Quito.
- Ing. Ruiz , M. (26 de 01 de 2013). *Slideshare*. Recuperado el 09 de 02 de 2015, de Fundamentos teóricos y sistemas de DOWELL SCHLUMBERGER DRILLING FLUIDS:
<http://es.scribd.com/doc/122278496/Curso-Fluidos-Dowell#scribd>
- López Silva, O. F. (04 de 02 de 2013). *Slideshare*. Recuperado el 12 de 02 de 2015, de Hidráulica de brocas:
<http://es.slideshare.net/JOAPETROL1/hidraulica-de-perforacion-iv?related=1>
- Mac Donald González, J. C., & Cedro Resendiz, Y. O. (2010). *VIBRACIONES EN LA SARTA DE PERFORACIÓN*. México D.F.
- PerfoBlogger. (19 de 06 de 2011). *PerfoBlogger*. Recuperado el 10 de 02 de 2015, de Mechac e Hidráulica aplicada a las Mismas:
<http://achjij.blogspot.com/2011/06/mechas-e-hidraulica-aplicada-para-las.html>
- Rivera Pacheco, J. (2012). *PERCUSION ASISTIDA EN LA PERFORACION ROTATIVA EN MINERIA A TAJO ABIERTO*. Perú.
- Romai, Y. (21 de 08 de 2010). *Scribd*. Recuperado el 21 de 02 de 2015, de Fluidos de Perforación:
<http://es.scribd.com/doc/36225584/Manual-de-Fluidos-de-Perforacion#scribd>
- Rosero Muñoz , F. R., & Toscano Freire, J. N. (2012). *DISEÑO Y OPTIMIZACION DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL EN LAS SECCIONES 8 ½" Y 6 ⅛" CON EL USO DE BROCCAS SMITH INTERNATIONAL*. Quito.
- Schlumberger. (07 de 04 de 2011). *Scribd*. Recuperado el 24 de 03 de 2015, de Sección. 9 Selección y Evaluación de Barrenas:

<http://es.scribd.com/doc/52462234/09-Seleccion-y-Evaluacion-de-Barrenas#scribd>

- Schlumberger. (23 de 02 de 2012). *Oilfield Review*. Recuperado el 23 de 03 de 2015, de Lo mejor de ambos mundos:un sistema rotativodireccional híbrido:
https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/win11/04_hybrid.pdf
- Schlumberger. (2013). *Definición de fluidos de perforación*. Houston.
- Suárez, R., & Navarro López, E. (Enero de 2005). Research Gate. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial (RIAI)*.
- Tarrifa, M., Naranja, A., Quintero , L., & García, O. (2013). *Clasificación de los Fluidos de Perforación*. Venezuela.

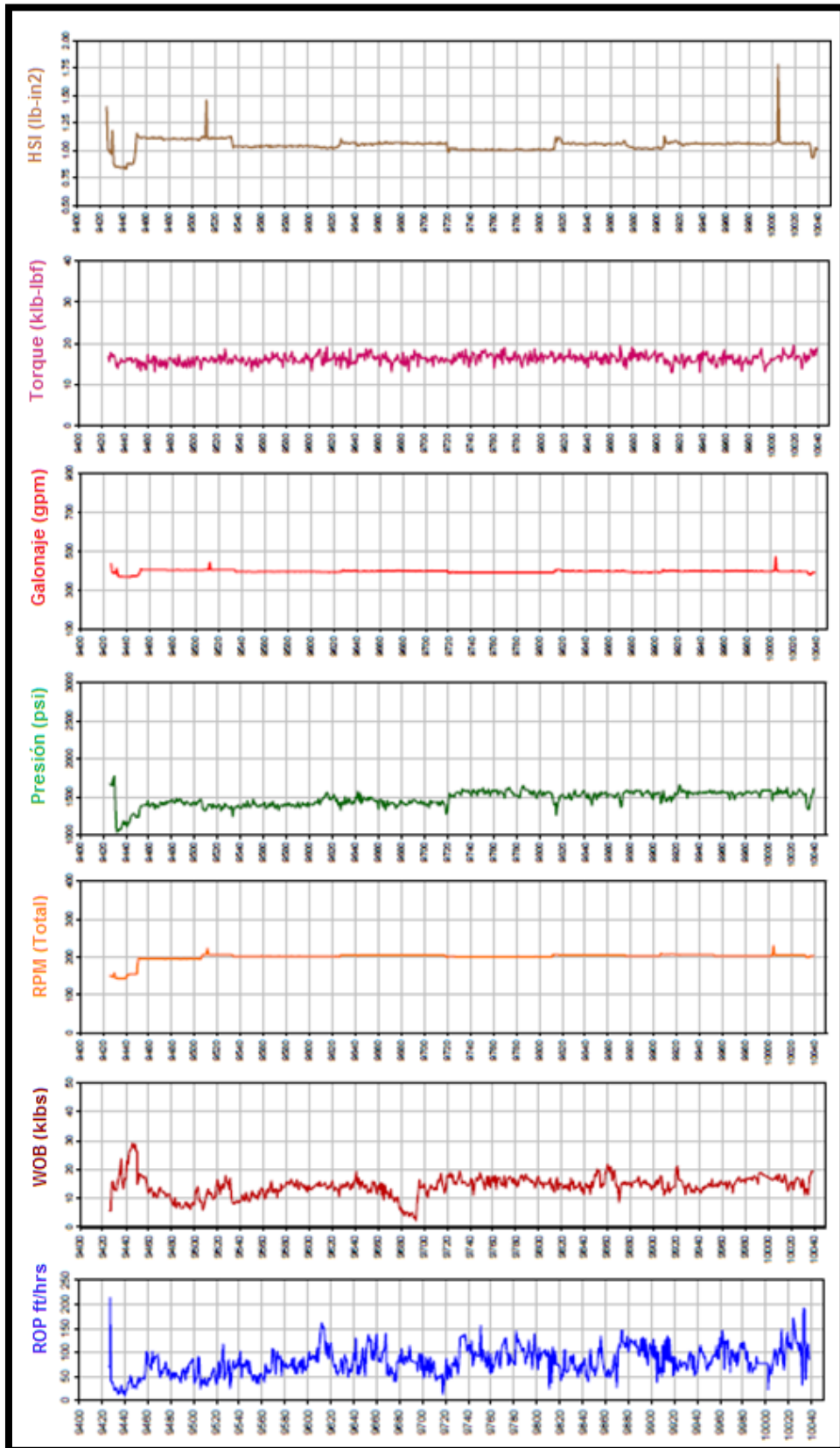
ANEXOS

ANEXO. 1 Registro de Brocas Usadas Durante la Perforación de un Pozo XD.

BIT #	TPO	NO. SERIE	BOQUILLAS	PROF. ENTRADA	PROF. SALIDA	INTERVALO	HORAS METAS	HORAS PERFORADAS	ROP PROMEDIO	ROP EFECTIVA	ROP PROMEDIO	RPM MOTOR	RPM TOTAL	WOB	RW	ACUMULADO	% TIME	DRIVE	FORMACION	CONDICIONES DEBASTE											
																				NO	E I NO										
1	26	SMITH XR-CP5	4x16 TPA 0.785	44	188	144	4.2	6	34.3	34.3	24.0	50-65	0	50-65	10-12	300	301	0.0/0.15	0	TOPDRIVE	RESISTENTE	0	0	NO	A	E	I	NO	TD		
			TOTAL SECCION 25"			144	4.20Hrs	6.0Hrs	34.3	34.3	24.0																				
2	16	SMITH SUB16MHPX	8x13 TPA 1.07	488	565	547	32.8	57.5	166.1	166.1	94.7	40-70	110	180	20-25	3300	4000	0.19/23.32	10.6	23.4	ASSEMBLY JOB 34.8HRS	RESISTENTE-ORTESBUCA	1	1	CT	A	X	I	BT	TD	
			TOTAL ACUMULADO 16"			547	32.80Hrs	57.5Hrs	166.1	166.1	94.7																				
3	12/14	SMITH MS1616MHPX	5x15+5x15 TFA 1.292	565	821	316	37.25	53.5	85.5	85.5	59.6	130	0	130	25-28	3300	1000	20.37/1.18	0	0.0	RBB-PT-80MS24	ORTESBUCA-TROMBACI- TEVA	1	2	BT	A	X	I	NO	BPA	
4	12/14	SMITH MS1616MHPX	7x14 TPA 1.02	821	945	604	13.30	16	45.1	45.1	37.8	70	128	198	20-25	3000	800	1.18/0.35	0	0.0	PWM-L0678- 0.15 rev/gal	TEVA-LITNAP SUP- CALZAM	0	1	CT	S	X	I	WT	TD	
			TOTAL ACUMULADO 12 1/4"			3790	50.63Hrs	69.5Hrs	74.9	54.5	54.5																				
5	8-1/2	SMITH M0816LBEPX	8x12 TPA 0.62	945	1040	615	9.02	12.5	68.2	68.2	49.2	90	112	202	12-16	1500	400	0.57/0.63	0	0.0	PWM-L06 97, 0.29 rev/gal	PWM-TEVA (CUBA R.A. S) Artesian L (Lit. Artesian) BPA/Artesian	0	1	CT	S	X	I	NO	TD	
			TOTAL ACUMULADO 8 1/2"			615	9.02Hrs	12.5Hrs	68.2	68.2	49.2																				
										POZO COMPLETO		9969	96.65Hrs	145.5Hrs	103.4	68.7															

Fuente: (ARCH, 2013)

ANEXO. 2 Parámetros de Perforación de una Sección Atravesada



Fuente: (ARCH, 2013)

ANEXO. 3 Promedio de la Sección 16pulg

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SACHA 1D	27,84 172,81	200,65
SACHA 2D	19,41 117,86	137,27
SACHA 3D	48,74 143,41	192,15
SACHA 4D	129,31 61,51	190,82
SACHA 5D	158,57 140,06 44,90	343,53
SACHA6D	63,20 142,29 51,68	257,17
SACHA 7D	34,29 121,25	155,54
SACHA 8D	80,81 166,55	247,36
SACHA 9D	79,42 114,26	193,68
SACHA 10D	58,88 156,76	215,64
SACHA 11D	63,66 125,81	189,47
SACHA 12D	57,07 125,26	182,33
SACHA 13D	60,95 206,46 124,44	391,85
SACHA 14D	37,23 112,46	149,69
SACHA15D	72,87 25,59 131,78 103,45	333,69
SACHA 16D	59,40 190,62	250,02
SACHA 17D	36,63 126,31	162,94
SACHA 18D	36,98 130,59 35,85	167,57
SACHA 19D	121,22 99,95	257,02
SACHA 20D	80,74 186,88	267,62
SACHA 21D	31,60 120,20 44,50	196,30
SACHA 22D	36,10 126,70	162,80
SACHA 23D	48,80 156,83	205,63

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SSF 24D	46,30 195,31	241,61
SSF 25D	141,80 118,00	259,80
SSF 26D	146,70 96,24	242,94
SSF 27D	123,76 90,97	214,73
SSF 28D	214,44	214,44
SSF 29D	140,20	140,20
SSF 30D	230,23	230,23
SSF 31D	141,85 46,60 45,39	233,84
SSF 32D	131,35 75,49	206,84
SSF 33D	164,91	164,91
SSF 34D	74,77 126,70 123,01	324,48
SSF 35D	170,80	170,80
SSF 36D	114,33	114,33
SSF 37D	130,67	130,67
SSF 38D	154,57 100,45	255,02
SSF 39D	112,81 72,96	185,77
SSF 40D	140,42 67,22	207,64
SSF 41D	124,40	124,40
SSF 42D	22,65 212,70 51,71	287,06
SSF 43D	20,00 99,32	119,32
SSF 44D	197,05 105,36	302,41

Total ROP efectiva por sección-44 pozos	9422,18	
ROP efectiva promedio-44 pozos	214,14	pie/hr

Elaborado: (Quiroz, 2015)

ANEXO. 4 Promedio de la Sección 12 ¼pulg

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SACHA 1D	64,27	113,06
	33,20	
	15,59	
SACHA 2D	61,30	86,58
	25,28	
	58,99	
SACHA 3D	27,43	135,35
	48,93	
	43,13	
SACHA 4D	31,75	74,88
	40,20	
	33,57	
SACHA 5D	27,60	134,00
	12,24	
	20,39	
SACHA 6D	35,84	74,87
	39,03	
SACHA 7D	59,95	81,70
	21,75	
SACHA 8D	57,51	165,21
	43,19	
	20,19	
	44,32	
SACHA 9D	57,28	149,75
	92,47	
SACHA 10D	95,20	210,55
	35,14	
	26,05	
	54,16	
SACHA 11D	47,21	113,22
	47,46	
	18,55	
SACHA 12D	122,03	69,47
	14,43	
	6,15	
	17,37	
	31,52	
SACHA 13D	29,69	74,54
	23,29	
	21,56	
SACHA 14D	102,34	148,06
	45,72	
SACHA 15D	50,54	50,54
SACHA 16D	59,48	59,48
SACHA 17D	66,57	66,57
SACHA 18D	49,77	49,77
SACHA 19D	48,26	120,76
	23,11	
	28,10	
	21,29	
SACHA 20D	89,50	128,61
	39,11	
SACHA 21D	30,90	30,90
SACHA 22D	85,80	108,40
	22,60	
SACHA 23D	72,33	72,33

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SSF 24D	52,01	96,01
	44,00	
SSF 25D	23,11	72,50
	28,10	
	21,29	
SSF 26D	57,60	111,98
	25,53	
	28,85	
SSF 27D	44,60	44,60
SSF 28D	51,47	116,80
	65,33	
SSF 29D	48,20	117,80
	69,60	
SSF 30D	55,19	132,19
	69,06	
	7,94	
SSF 31D	10,56	130,42
	55,86	
	28,70	
	35,30	
SSF 32D	59,69	176,87
	67,18	
	50,00	
SSF 33D	80,86	193,53
	28,90	
	83,77	
SSF 34D	47,51	47,51
SSF 35D	43,40	97,60
	31,80	
	2,30	
	20,10	
	24,60	
SSF 36D	67,52	103,19
	35,67	
SSF 37D	63,98	146,25
	32,53	
	49,74	
SSF 38D	45,09	88,31
	43,22	
SSF 39D	48,71	97,10
	48,39	
SSF 40D	50,41	93,42
	43,01	
SSF 41D	54,77	140,99
	86,22	
SSF 42D	49,77	49,77
SSF 43D	60,11	112,50
	52,39	
SSF 44D	96,16	147,39
	51,23	

Total ROP efectiva por sección-44 pozos	4635,33	
ROP efectiva promedio-44 pozos	105,35	pie/hr

Elaborado: (Quiroz, 2015)

ANEXO. 5 Promedio de la Sección 8 ½pulg

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SACHA 1D	50,56	50,56
SACHA 2D	46,91	46,91
SACHA 3D	51,75	51,75
SACHA 4D	45,89	45,89
SACHA 5D	42,75	42,75
SACHA 6D	58,40	164,81
	8,57	
	46,13	
	12,00	
	39,71	
SACHA 7D	58,16	108,86
	1,94	
	48,76	
SACHA 8D	46,68	46,68
SACHA 9D	64,29	126,64
	62,35	
SACHA 10D	33,73	33,73
SACHA 11D	41,32	41,32
SACHA 12D	39,13	39,13
SACHA 13D	45,95	45,95
SACHA 14D	61,18	61,18
SACHA 15D	38,04	38,04
SACHA 16D	37,33	37,33
SACHA 17D	70,85	70,85
SACHA 18D	59,85	59,85
SACHA 19D	44,47	44,47
SACHA 20D	45,57	45,57
SACHA 21D	32,00	32,00
SACHA 22D	38,54	38,54
SACHA 23D	47,59	47,59

Pozo	ROP Efectiva	ROP Efectiva
SSF 24D	51,23	114,64
	9,52	
	53,89	
SSF 24D	36,20	36,20
SSF 26D	34,81	34,81
SSF 27D	39,88	39,88
SSF 28D	68,10	68,10
SSF 29D	81,00	81,00
SSF 30D	55,80	82,98
	27,18	
SSF 31D	81,00	81,00
SSF 32D	57,73	57,73
SSF 33D	73,65	73,65
SSF 34D	8,41	66,21
	57,80	
SSF 35D	52,60	52,60
SSF 36D	46,42	46,42
SSF 37D	57,95	57,95
SSF 38D	70,46	70,46
SSF 39D	60,36	60,36
SSF 40D	65,47	65,47
SSF 41D	68,75	127,12
	58,37	
SSF 42D	49,77	49,77
SSF 43D	49,61	49,61
SSF 44D	58,35	58,35

Total ROP efectiva por sección-44 pozos	2694,71	
ROP efectiva promedio-44 pozos	61,24	pie/hr

Elaborado: (Quiroz, 2015)