



Occidental de Colombia, Inc



**EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS MOTORES CONVENCIONALES VS
MOTORES E.R.T Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE EN LOS
POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO LA YUCA**

**ANNY SOFÍA TAVERA REALES
JAIME LIZARAZO VARGAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008



Universidad
Industrial de
Santander

Occidental de Colombia, Inc



**EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS MOTORES CONVENCIONALES VS
MOTORES E.R.T Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE EN LOS
POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO LA YUCA**

**ANNY SOFÍA TAVERA REALES
JAIME LIZARAZO VARGAS**

Trabajo de Grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

TUTORES:

**M.Sc. FERNANDO ENRIQUE CALVETE
Docente Escuela de Ing de Petróleos**

**Ing. IVÁN OTERO SOLANO
Occidental de Colombia, Inc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

“Dedico este proyecto a:

DIOS, por darme la vida, fortaleza y ánimo en cada uno de los momentos difíciles de mi vida.

A mis queridos padres, Luis y Yolanda, porque gracias a su amor, sacrificio, apoyo incondicional y confianza pude culminar esta etapa de mi vida.

A mis hermanitos, Javier, Fabián, Mario y María Camila, por su apoyo y colaboración.

A mis tíos y tías, Rosario, Teresa, Mercedes, Victoria, Elisa, José, Mario, Álvaro y Pedro, por abrirme las puertas de su casa, apoyo, colaboración y confianza durante el tiempo de mi carrera.

A mis amigos de universidad, Jaime, Javier, Camilo y Andrés`s, por su apoyo y confianza”.

A todos, gracias.

JAIME

Este trabajo va dedicado a Dios, por darme la oportunidad de vivir y llenarme de dones y valores que hoy han hecho de éste proyecto un fruto de todo el esfuerzo en el que él estuvo siempre presente. A mis padres, Mary Y Álvaro, por regalarme su confianza, su amor y su apoyo incondicional, este trabajo es más de ustedes que mío, es hecho para ustedes y es apenas el comienzo de la recompensa a todo lo que me han brindado. A mis hermanas, Cao y Lili, que siempre me han ofrecido su amor y sobretodo ese ejemplo intachable que siempre me he esmerado por seguir y que es el punto de referencia de todo lo que hago. A mi tío David y a mis tías Ona, Ten, More, y Betty que nunca me abandonan, sus oraciones hicieron efecto, Dios nunca me suelta la mano porque ustedes siempre me encomiendan a Él, éste resultado también es para ustedes, porque se que los hace feliz al igual que a mí. A un amigo incondicional, Juan Camilo Puerto, éste trabajo te lo debo a tí, tu ayuda fue ilimitada, tus enseñanzas y consejos fueron indispensables en la realización de mi tesis, además de que me enseñaste a creer que en la vida sí puede existir un amigo real, así como tú. A mis amigas, Martha, Caro y Jesé, por su apoyo y sus palabras cuando más las necesité, siempre voy a estar ahí cuando me necesiten, sin condiciones.

Anny Sofía



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A sus familias, por su apoyo incondicional y confianza.

Occidental de Colombia, Inc, por darnos la oportunidad de realizar la práctica empresarial y adicional, el trabajo de grado.

El Ingeniero Iván Otero Solano, por su colaboración y por brindarnos sus conocimientos que fueron claves en la realización de éste proyecto.

El Ingeniero Fernando Enrique Calvete, por su dirección y aportes durante la ejecución del proyecto, que hicieron que nuestra tesis de grado fuera un excelente trabajo gracias a su apoyo, experiencia y profesionalismo.

Al ingeniero Juan Carlos Molano y a Weatherford, por brindarnos toda la ayuda que necesitamos, por creer en nosotros y brindarnos la confianza necesaria para terminar nuestro trabajo de grado satisfactoriamente.

A Juan Camilo Puerto, por sus grandes aportes, cada ayuda ofrecida fue indispensable para culminar este proyecto. A Reed Hycalog por abrirnos sus puertas y brindarnos sus conocimientos, y porque sin conocerlos creyeron en nosotros y gracias a ellos esto también fue posible.

A nuestros amigos de la universidad, con quienes hemos recorrido un camino de cinco años, que va a ser duro dejar, pero que no vamos a olvidar nunca.

RESUMEN

1. TÍTULO*

EVALUACIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS MOTORES CONVENCIONALES VS MOTORES E.R.T Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE EN LOS POZOS DIRECCIONALES DEL CAMPO LA YUCA

2. AUTORES.

ANNY SOFIA TAVERA REALES
JAIME LIZARAZO VARGAS**

3. PALABRAS CLAVES

Motores Convencionales, Motores Even Rubber Thickness, Pies Deslizados, Tiempo Deslizado, Estabilizador Ajustable, Open Wells.

4. DESCRIPCIÓN

El principal objetivo de cualquier trabajo de perforación es verificar la presencia de hidrocarburos en determinada área. Para ello, el equipo de perforación debe identificar factores importantes que son de vital importancia a la hora de tomar la decisión de perforar, como lo son el tipo de Roca, el tipo de broca a implementar, los problemas operacionales que se pueden llegar a presentar y las características de las formaciones, con el objeto de reducir los costos y el tiempo no productivo. Es por esto que día a día la industria de los hidrocarburos implementa tecnología para optimizar estos parámetros operacionales con un objetivo único de reducir costos y maximizar el rendimiento de la operación.

El campo caño Limón y Occidental de Colombia, no son ajenos a este tipo de tecnologías y en el año 2.006 empezó a utilizar los motores convencionales de fondo para perforar los pozos direccionales de la Yuca; a partir del 2.007 se implementó la tecnología E.R.T. (Even Rubber Thickness), que en el 2.008 se acompañó con un accesorio de fondo, el estabilizador ajustable AGS, que cambió el rendimiento de la operación en la perforación de los pozos de ésta área, inquietando a la compañía operadora a realizar un estudio detallado de la operación, partiendo de determinar la posibilidad de implementar éstas tecnologías en la perforación de los pozos de otros campos, que contribuyan en la minimización de los costos operacionales y la productividad de la operación, manejando las variables mas importantes como la ROP, RPM, pies y tiempos de deslizamiento, intervalos perforados, para hacer comparaciones justas y así determinar en realidad la efectividad del Sistema que ya ha sido implementado en el campo, escogiendo la herramienta que más se ajuste al proyecto, generando menos costos y mayores rendimientos con muy buenas calidades de hueco perforado.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. M.Sc. Fernando Enrique Calvete-Ing. Iván Otero Solano.

ABSTRACT

1. TITLE*

ASSESSMENT AND COMPARISON OF CONVENTIONAL VS ERT MOTORS AND STABILIZER ADJUSTABLE SYSTEM IN DIRECTIONAL WELLS IN LA YUCA FIELD.

2. AUTHORS**

**ANNY SOFIA TAVERA REALES
JAIME LIZARAZO VARGAS**

3. KEYWORDS

Conventional motors, Even Rubber Thickness motors, feet sliding, Time Sliding, Adjustable Gauge Stabilizer, Open Wells.

4. ABSTRACT

The main goal of any drilling work is to verify the presence of hydrocarbons in a given area. To that end, the drilling equipment must identify important factors that are of vital importance when deciding to drill, as are the type of rock, the kind of drill to implement operational problems that might present and the characteristics of the formations, in order to reduce costs and time is not productive. This is why every day from the oil industry implements technology to optimize these operational parameters with a single goal to reduce costs and maximize the performance of the operation.

The Caño Limon field and Occidental Colombia company, are not foreign to this kind of technology and in the year 2006 began to use the fund to conventional motors of directional drilling wells in the Yucca; from 2007 was implemented technology ERT (Even Rubber Thickness), which in 2008 was accompanied with an accessory background, the adjustable stabilizer AGS, which changed the performance of the operation in the drilling of wells in this area, concerned about the operating company to conduct a detailed study of the operation, from determining the feasibility of implementing these technologies in the drilling of wells in other fields, which help in minimizing operational costs and productivity of the operation, handling the most important variables such as ROP, RPM, Foot and times of sliding, perforated intervals, to make fair comparisons and thus actually determine the effectiveness of the system that has already been implemented in the field, choosing the tool that best fits the project, generating lower costs and higher yields with very good qualities hole drilled.

* Work of degree.

** Faculty(Power) of Engineerings Physicist - chemistry. School of Engineering oil. M.Sc. Fernando Enrique Calvete-Ing. Iván Otero Solano.

GLOSARIO

AZIMUT: Es la dirección de un punto del pozo, en un plano horizontal medido en grados en sentido horario.

BEND HOUSING: Es el dobles de un motor de fondo, que ayuda a direccional un pozo. Se puede graduar desde 1 - 2,15°. Se aplica una fuerza lateral continua para construir o tumbar ángulo y dirección.

BENT SUB: Botella de aproximadamente 2 ft de longitud, en donde es ajustado el ángulo del motor produciendo la desviación requerida del pozo.

BHA: “bottom hole assembly” ensamblaje en fondo usado en el direccionamiento de pozos.

DESLIZAR: Cuando se perfora con el motor dirigido, sin rotar toda la sarta.

DRILL PIPE: Tubería de perforación.

DRILLOUT: Perforación del tapón de cemento del revestimiento de la fase anterior.

DROP: Sección Direccional en la que se inician trabajos para tumbar angulo con herramientas direccionales.

FLUJO HELICIDAL: Flujo que permite una mejor transferencia de calor hasta un 45% sin mayor caída de presión que en los sistemas comunes.

FOOTAGE: Cantidad ó número total de ft perforados en un pozo.

GAUGE: Hace referencia a la calibración de los diámetros en los estabilizadores y brocas en los ensamblajes de fondo.

GEONAVEGACION: el control direccional de un pozo basado en resultados de registros geofísicos y medidas de objetivos en tres dimensiones en el espacio. Se utiliza para mantener el pozo en la dirección y orientación óptima para evitar conificaciones de agua o gas y maximizar la producción económica del pozo.

GIROSCOPIO: Aparato consistente en un disco circular que gira sobre un eje libre y demuestra la rotación del globo terrestre el giroscopio fue inventado por Jean Foucault en 1852.

HISTORIA O REPORTE DE BROCAS (Bit Record): Es un informe de cada broca que se usa en la perforación de un pozo y que indica su tipo, el intervalo que ha perforado y otra información de los parámetros de perforación.

HORST: Superficie que ha sido elevada como un bloque entre fallas normales a ambos lados de éste.

INCLINACIÓN: Ángulo entre la trayectoria y su separación de la vertical.

INGAUGE: Se da cuando el calibre del estabilizador y/o la broca es igual antes y después de ser corrido en el hueco.

KOP: Punto de la trayectoria donde el pozo se desprende de la vertical.

LINER: Revestimiento del hueco, que no se corre hasta superficie, se cuelga en el revestimiento inmediatamente anterior.

LOBES: relación entre el espacio del estator y rotor de un motor de desplazamiento positivo.

MONEL: Material no magnético.

MTBF: "Measure Time Between Failires" es el tiempo medido entre falla y falla de la herramienta.

PATA DE PERRO: Pata de perro, es el cambio en cuanto a inclinación y azimut entre dos puntos a lo largo de la trayectoria. Su severidad (DLS), es calculada por cada 100 ft perforados.

RIMADO REVERSIVO (BACKREAMING): operación para agrandar y acondicionar el hueco ya perforado rotando la broca en sentido contrario a su rotación normal (en contra de las manecillas del reloj).

RIMADO: operación para agrandar el hueco después de haber sido perforado con el fin de acondicionarlo para facilitar las operaciones.

SIDETRACK: Es la desviación o ventana durante la perforación de un pozo, al encontrarse una obstrucción (pescado) o derrumbe en fondo.

STICK SLIP: Tipo de vibración Axial que hace golpear las herramientas en forma paralela a la formación.

TORQUE (TORSIÓN): La fuerza de rotación que se le aplica a un eje o a otro mecanismo rotatorio para hacer girar o tratar de que gire. La torsión se mide en libra - pie, kilogramos - metro, etc.

WAREN: Estabilidad mejorada por el incremento de contacto con las paredes del hoyo vía bloques de calibre espiralados.

WASH OUT: Formación de cráteres en la tubería de perforación.

WHIRL: Tipo de vibración lateral que golpea las herramientas de fondo en forma perpendicular a la formación.

NOMENCLATURA

AGS: Adjustable Gauge Stabilizer.
°API: Gravedad API.
Bbl: Barriles.
BOPD: Barriles de aceite por día.
BPD: Barriles por día.
BS&W: Contenido de agua y sedimentos.
BWPD: Barriles de agua por día.
cm: Centímetros.
Cp: Centipoises.
D: Diámetro.
ERT: Even Rubber Thickness.
°F: Grados Fahrenheit.
GOR: Relación gas aceite.
gal: Galón.
GPM: Galones por minuto.
H: Altura.
HP: Caballos de fuerza.
lb: Libras.
lt: Litros.
m: Metros.
mg: Miligramos.
m²: Metro cuadrado.
MPCD: Millones de pies cúbicos día.
m³/s: Metros cúbicos por segundo.
O/W: Emulsión aceite en agua.
Pa.s: Pascal por segundo.



Occidental de Colombia, Inc



ppm: Partes por millón.

psi: Libras por pulgada cuadrada.

psig: Libras por pulgada cuadrada manométrica.

RPM: Revoluciones por minuto.

ROP: Tasa de penetración (Rate of penetration).

s: Segundos

SCF/BI: Pies cúbicos estándar por barril.

T: Temperatura del fluido.

μm : micrones

CONTENIDO

| | Pág. |
|------------------------------------------------------------------|------|
| INTRODUCCIÓN | 21 |
| 1. GENERALIDADES Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO | 34 |
| 1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS' | 34 |
| 1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA | 38 |
| 1.3. GEOLOGÍA | 38 |
| 1.3.1. Ubicación Geológica | 38 |
| 1.3.2. Geología Estructural | 40 |
| 1.3.3. Estratigrafía..... | 41 |
| 1.3.4. Geología del Petróleo | 47 |
| 1.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO' | 49 |
| 1.4.1. Propiedades Petrofísicas del Yacimiento..... | 49 |
| 1.4.2. Propiedades de los Fluidos..... | 51 |
| 2. PERFORACION DIRECCIONAL | 53 |
| 2.1. ANTECEDENTES HISTORICOS..... | 53 |
| 2.2. DESCRIPCIÓN | 53 |
| 2.3. CARACTERÍSTICAS DE UN POZO DIRECCIONAL..... | 54 |
| 2.3.1. Referencia de Profundidad. | 55 |
| 2.3.2. Referencia de Inclinación..... | 56 |
| 2.3.3. Punto de Inicio de Desviación (Kickoff point)..... | 56 |
| 2.3.4. Inclinación del Pozo. | 57 |
| 2.3.5. Fin de la Construcción de Inclinación (EOB)..... | 57 |
| 2.3.6. Ángulo de Mantenimiento de Inclinación (Hold angle). | 58 |
| 2.3.7. Sección Tangente (Hold Section). | 59 |
| 2.3.8. Inicio de Reducción en la Inclinación. | 60 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.3.9. Punto Final de Reducción de Ángulo..... | 60 |
| 2.3.10. Referencias de Dirección..... | 60 |
| 2.4. APLICACIONES DE LOS POZOS DIRECCIONALES..... | 61 |
| 2.4.1. Pozos Múltiples Desde una Estructura..... | 62 |
| 2.4.2. Pozos de Alivio..... | 63 |
| 2.4.3. Control de Pozos Verticales..... | 63 |
| 2.4.4. Desviación (Sidetrack)..... | 64 |
| 2.4.5. Locaciones Inaccesibles..... | 64 |
| 2.4.6. Falla Geológica..... | 64 |
| 2.4.7. Perforación de Domos Salinos..... | 65 |
| 2.4.8. Perforación Pozos Horizontales..... | 66 |
| 2.4.9. Perforación Multilateral..... | 67 |
| 2.5. PERFILES O TRAYECTORIA DE POZOS DIRECCIONALES..... | 68 |
| 2.5.1. Perfil Vertical..... | 68 |
| 2.5.2. Perfil Tipo S..... | 69 |
| 2.5.3. Perfil Tipo J (Slant)..... | 70 |
| 2.5.4. Pozo Tipo 3 (J profunda)..... | 71 |
| 2.5.5. Perfil Horizontal..... | 72 |
| 2.5.6. Consideraciones Para la Selección del Tipo de Trayectoria..... | 72 |
| 2.6. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS SEGÚN SU TASA DE CONSTRUCCIÓN..... | 75 |
| 2.6.1. Pozos de Radio Largo..... | 75 |
| 2.6.2. Pozos de Radio Medio..... | 76 |
| 2.6.3. Pozos de Radio Corto..... | 77 |
| 2.7. PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL..... | 78 |
| 2.7.1. Técnicos Direccionales..... | 79 |
| 3. BROCAS DE PERFORACIÓN..... | 91 |
| 3.1 CLASIFICACION DE BROCAS..... | 91 |
| 3.1.1. Brocas Tricónicas..... | 91 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 3.1.2. Brocas De Cortadores Fijos (PDC) | 109 |
| 3.1.3. Brocas De Diamante | 116 |
| 3.1.4. Calificación De Brocas | 122 |
| 3.1.5. Métodos De Selección De Brocas | 123 |
| 4. MOTORES DE FONDO Y ESTABILIZADOR AJUSTABLE | 132 |
| 4.1. MOTORES DE FONDO | 132 |
| 4.1.1. Motores Convencionales..... | 133 |
| 4.1.2. Motores ERT (Even Rubber Thickness)..... | 134 |
| 4.1.3. Selección del Motor | 135 |
| 4.1.4. Ventajas | 137 |
| 4.1.5. Límites de Temperatura | 138 |
| 4.1.6. Fluidos de Perforación | 139 |
| 4.1.7. Componentes del Motor..... | 140 |
| 4.1.8. Parámetros Operacionales | 148 |
| 4.2. Estabilizaor Ajustable (AGS)..... | 154 |
| 5. COMPARACION Y EVALUACION TÉCNICO-OPERACIONAL DE LOS MOTORES Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE | 158 |
| 5.1. POZOS DE DIAMETRO 12 ¼”..... | 158 |
| 5.1.2. Comparación y Evaluación Técnico-Operacional de los Motores | 158 |
| 5.2. POZOS DE DIÁMETRO 8 ½.”..... | 171 |
| 5.2.2. Comparación y Evaluación Técnico-Operacional de los Motores | 171 |
| 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS MOTORES Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE | 184 |
| 6.1. POZOS SOMETIDOS A ESTUDIO..... | 184 |
| 6.1.1. Clasificación de los Pozos por Diámetro..... | 184 |
| 6.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA..... | 186 |
| 6.2.1. Evaluación Económica Para Pozos de Diámetro 12 ¼”..... | 187 |
| 6.2.2. Evaluación Económica Para Pozos de Diámetro 8 ½”..... | 201 |
| 6.2.3. Comparación de los Ahorros Obtenidos por Cada Motor..... | 214 |



Universidad
Industrial de
Santander

Occidental de Colombia, Inc



| | |
|------------------------------|-----|
| CONCLUSIONES | 216 |
| RECOMENDACIONES | 218 |
| BIBLIOGRAFÍA | |
| 2186 | |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Figura 1.1. Contratos de Asociación Llanos Norte..... | 37 |
| Figura 1.2. Localización del Campo Caño Limón..... | 39 |
| Figura 1.3. Fallas y ubicación de los campos Caño Limón, La Yuca y Matanegra en el bloque Cravo Norte y Chipirón..... | 41 |
| Figura 1.4. Bloques que conforman el Campo Caño Limón..... | 42 |
| Figura 1.5. Columna estratigráfica general. | 46 |
| Figura 1.6. Columna estratigráfica detallada..... | 48 |
| Figura 2.1. Profundidad medida..... | 55 |
| Figura 2.2. Profundidad vertical verdadera. | 56 |
| Figura 2.3. Punto de inicio de desviación..... | 57 |
| Figura 2.4. Inclinación del pozo..... | 57 |
| Figura 2.5. Fin de la construcción de inclinación..... | 58 |
| Figura 2.6. Ángulo de mantenimiento de inclinación..... | 58 |
| Figura 2.7. Sección Tangente. | 59 |
| Figura 2.8. Inicio de reducción en la inclinación..... | 59 |
| Figura 2.9. Punto final de reducción de ángulo..... | 60 |
| Figura 2.10. Pozos múltiples en perforación submarina. | 62 |
| Figura 2.11. Pozos de alivio..... | 63 |
| Figura 2.12. Desviación (Sidetrack). | 65 |
| Figura 2.13. Locaciones inaccesibles. | 65 |
| Figura 2.14. Falla geológica..... | 66 |
| Figura 2.15. Perforación de domos salinos..... | 66 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 2.16. Perforación de pozos horizontales..... | 67 |
| Figura 2.17. Perforación multilateral. | 68 |
| Figura 2.18. Pozo tipo S..... | 70 |
| Figura 2.19. Pozo tipo 1 (J)..... | 71 |
| Figura 2.20. Pozo tipo 3 (J Profunda). | 72 |
| Figura 2.21. Pozos de radio largo. | 76 |
| Figura 2.22. Pozos de radio medio. | 77 |
| Figura 2.23. Pozos de radio corto. | 77 |
| Figura 2.24. Perfil Vertical de un pozo. | 82 |
| Figura 2.25. Rumbo de un pozo..... | 82 |
| Figura 2.26. Separación entre pozo propuesto y existente..... | 84 |
| Figura 2.27. Procedimiento de desvío del pozo usando el whipstock. | 86 |
| Figura 2.28. Cuña estándar removible..... | 87 |
| Figura 2.29. Cuña de circulación..... | 88 |
| Figura 2.30. Cuña permanente. | 88 |
| Figura 2.31. Broca con jet deflector. | 89 |
| Figura 3.1. Partes de una Broca Tricónica..... | 93 |
| Figura 3.2. Partes y número de conos de una Broca Tricónica..... | 94 |
| Figura 3.3. Sección Transversal, cojinete de Broca Tricónica..... | 94 |
| Figura 3.4. Rodillo no sellado y sellado con anillos de fricción. | 97 |
| Figura 3.5. Estilos de Brocas Tricónicas. | 99 |
| Figura 3.6. Perfil de los Conos de una Broca Tricónica de Dientes y de Insertos..... | 99 |
| Figura 3.7. Ángulo del Cojinete..... | 100 |
| Figura 3.8. Resalto Brocas Tricónicas. | 101 |
| Figura 3.9. Ángulo y longitud del diente. | 101 |
| Figura 3.10. Formas de los dientes de las brocas tricónicas. | 103 |
| Figura 3.11. Metal Duro aplicado a los dientes. | 104 |
| Figura 3.12. Longitud del inserto y Longitud Protrusión..... | 105 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 3.13. Cinceles más comunes utilizados en las brocas tricónicas de inserto..... | 106 |
| Figura 3.14. Insertos cónicos para brocas tricónicas de inserto..... | 107 |
| Figura 3.15. Línea base de propiedades..... | 108 |
| Figura 3.16. Códigos IADC para brocas tricónicas de insertos..... | 108 |
| Figura 3.17. Partes de una broca de conos..... | 111 |
| Figura 3.18. Tamaño de los cortadores..... | 114 |
| Figura 3.19. Acción de corte de las brocas de perforación..... | 116 |
| Figura 3.20. Broca de arrastre de diamante..... | 118 |
| Figura 3.21. Perfil de la corona en brocas de diamante..... | 121 |
| Figura 3.22. Clasificación de desgaste de Brocas PDC de la Asociación Internacional de Contratistas de perforación (IADC)..... | 125 |
| Figura 3.23. Localización del desgaste de la broca..... | 126 |
| Figura 4.1. Tipos de motores de fondo y principio de funcionamiento..... | 133 |
| Figura 4.2. Corte transversal de la sección de potencia de un motor convencional. | 134 |
| Figura 4.3. Corte transversal de la sección de potencia de un motor ERT..... | 135 |
| Figura 4.4. Motor de perforación direccional..... | 140 |
| Figura 4.5. Válvula de descarga..... | 141 |
| Figura 4.6. Estator del motor..... | 143 |
| Figura 4.7. Rotor del motor..... | 143 |
| Figura 4.8. Corte transversal de las configuraciones más comunes de la sección de potencia de un motor convencional..... | 144 |
| Figura 4.9. Corte transversal de la sección de potencia de un motor ERT..... | 145 |
| Figura 4.10. Junta flexible para la transmisión de potencia..... | 146 |
| Figura 4.11. Sección curva y ajustable del motor. Encargada de dar la inclinación al motor..... | 147 |
| Figura 4.12. Bearing Section..... | 148 |
| Figura 4.13. Dimensiones de las diferentes secciones del motor..... | 150 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 4.14. Especificaciones de funcionamiento del motor. | 151 |
| Figura 4.15. Gráficas de eficiencia para los motores convencional (A) y ERT (B). | 153 |
| Figura 4.16. Estabilizador ajustable. | 154 |
| Figura 4.17. Estabilizador ajustable en posición neutra. | 155 |
| Figura 4.18. Estabilizador ajustable en posición cerrada. | 156 |
| Figura 4.19. Estabilizador ajustable en posición abierta. | 156 |
| Figura 5.1. Comparación de ROP por pozo perforado con motor Convencional y ERT. | 161 |
| Figura 5.2. Comparación de ROP promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS. | 162 |
| Figura 5.3. Comparación de RPM por pozo perforado con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 164 |
| Figura 5.4. Comparación RPM promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 165 |
| Figura 5.5. Comparación de tiempos de perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 166 |
| Figura 5.6. Comparación tiempos promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT + AGS. | 167 |
| Figura 5.7. Comparación de pies deslizados en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 169 |
| Figura 5.8. Comparación de pies promedio deslizados en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 169 |
| Figura 5.9. Comparación de tiempo de deslizamiento en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 170 |
| Figura 5.10. Comparación de tiempos promedio de deslizamiento en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 170 |
| Figura 5.11. Comparación de ROP por pozo perforado con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 173 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 5.12. Comparación de ROP promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS..... | 174 |
| Figura 5.13. Comparación de RPM por pozo perforado, con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS. | 176 |
| Figura 5.14. Comparación de RPM promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS..... | 177 |
| Figura 5.15. Comparación de tiempos de perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 178 |
| Figura 5.16. Comparación de tiempos promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS..... | 179 |
| Figura 5.17. Comparación de pies deslizados en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS..... | 181 |
| Figura 5.18. Comparación de pies promedio deslizados en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT y AGS. | 182 |
| Figura 5.19. Comparación de tiempo de deslizamiento en perforación con motor Convencional, ERT, ERT más AGS..... | 182 |
| Figura 5.20. Comparación de tiempos promedio de deslizamiento en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS..... | 183 |
| Figura 6.1. Comparación de costo por pie, usando motor convencional en pozos de diámetro de 12 ¼". | 189 |
| Figura 6.2. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor convencional pozos de 12 ¼ ". | 190 |
| Figura 6.3. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor convencional, pozos de 12 ¼ ". | 191 |
| Figura 6.4. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor convencional. Pozos de diámetro 12 ¼". | 192 |
| Figura 6.5. Comparación de costo por pie, usando motor ERT en pozos de diámetro de 12 ¼". | 194 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.6. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor E.R.T pozos de 12 ¼ "..... | 194 |
| Figura 6.7. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor E.R.T, pozos de 12 ¼. | 195 |
| Figura 6.8. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs Costo promedio de Pozos reales perforados con motor E.R.T pozos de 12 ¼ ". | 196 |
| Figura 6.9. Comparación de promedio costo por pie en perforación con motor ERT + AGS pozos de 12 ¼ ". | 198 |
| Figura 6.10. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT + AGS en pozos de 12 ¼ ". | 199 |
| Figura 6.11. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor ERT +AGS pozos de 12 ¼ ". | 200 |
| Figura 6.12. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT + AGS pozos de 12 ¼ ". | 201 |
| Figura 6.13. Comparación de costo por pie, usando motor convencional en pozos de diámetro 8 ½". | 203 |
| Figura 6.14. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor convencional en pozos de diámetro 8 ½ ". | 203 |
| Figura 6.15. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor convencional en pozos de diámetro 8 ½ ". | 204 |
| Figura 6.16. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor convencional pozos de 8 ½ ". | 205 |
| Figura 6.17. Comparación de costo por pie, usando motor ERT, en pozos de diámetro 8 ½". | 207 |
| Figura 6.18. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT en pozos de 8 ½". | 207 |
| Figura 6.19. Comparación de costo total del pozo Caño Limón vs Costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT pozos de 8 ½". | 208 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura 6.20. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor E.R.T pozos de 8 ½ " | 209 |
| Figura 6.21. Comparación de costo por pie, usando motor ERT+AGS, en pozos de diámetro 8 ¼" | 211 |
| Figura 6.22. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT+AGS en pozos de 8 ½" | 211 |
| Figura 6.23. Comparación de costo total del pozo Caño Limón vs. costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT pozos de 8 ½ " | 212 |
| Figura 6.24. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor ERT+AGS | 213 |
| Figura 6.25. Comparación de ahorros promedio por pozo y ahorro total por motor para pozos de diámetro 12 ¼" y 8 ½" | 215 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Tabla 1.1. Descripción de los campos y bloques estructurales sometidos al estudio. | 37 |
| Tabla 1.2. Subdivisión estratigráfica y espesor de las zonas productoras. | 45 |
| Tabla 1.3. Propiedades Petrofísicas de Caño Limón. | 50 |
| Tabla 1.4. Porosidades promedio del Campo Caño Limón. | 50 |
| Tabla 1.5. Saturaciones promedio para el Campo Caño Limón. | 52 |
| Tabla 1.6. Propiedades promedio de los fluidos del Campo Caño Limón. | 52 |
| Tabla 3.1. Clasificación IADC para brocas de conos. | 96 |
| Tabla 3.2. Protección del calibre para brocas de cuerpo de matriz. | 113 |
| Tabla 3.3. Protección del calibre para brocas de cuerpo de acero. | 113 |
| Tabla 3.4. Características de los cortadores. | 114 |
| Tabla 3.5. Clasificación según el material del cuerpo. | 119 |
| Tabla 3.6. Clasificación según la densidad de los cortadores. | 119 |
| Tabla 3.7. Reglas de densidad para brocas PDC. | 119 |
| Tabla 3.8. Reglas de densidad para brocas de diamante. | 119 |
| Tabla 3.9. Tamaño de cortador para brocas PDC. | 120 |
| Tabla 3.10. Tamaño de cortador para brocas de diamante. | 120 |
| Tabla 3.11. Perfil para las brocas PDC. | 120 |
| Tabla 3.12. Perfil para las brocas de diamante. | 121 |
| Tabla 4.1. Dimensiones y parámetros de operación para AGS de 8 ½” y 12 ¼” de | |
| Tabla 5.1. ROP obtenido en la perforación con Motor Convencional. | 159 |
| Tabla 5.2. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT. | 159 |
| Tabla 5.3. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS. | 160 |

| | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 5.4. ROP promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS. | 161 |
| Tabla 5.5. RPM obtenido en la perforación con Motor Convencional. | 163 |
| Tabla 5.6. RPM obtenido en la perforación de pozos con Motor ERT. | 163 |
| Tabla 5.7. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS. | 163 |
| Tabla 5.8. RPM promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 164 |
| Tabla 5.9. Tiempos vs Pies deslizados con motor convencional en pozos de 12.25". | 167 |
| Tabla 5.10. Tiempos vs Pies deslizados con motor E.R.T en pozos de 12.25". ... | 168 |
| Tabla 5.11. Tiempos vs Pies deslizados con motor E.R.T más AGS en pozos de 12.25". | 168 |
| Tabla 5.12. Promedio de tiempo vs. Pies deslizados según motor en pozos de 12.25". | 168 |
| Tabla 5.13. ROP obtenido en la perforación con Motor Convencional. | 172 |
| Tabla 5.14. ROP obtenido en la perforación de pozos con Motor ERT. | 172 |
| Tabla 5.15. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS. | 172 |
| Tabla 5.16. ROP promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS. | 173 |
| Tabla 5.17. RPM obtenido en la perforación con Motor Convencional. | 175 |
| Tabla 5.18. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT. | 175 |
| Tabla 5.19. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS. | 175 |
| Tabla 5.21. Tiempo y pies deslizados con Motor Convencional en pozos de 8.5". 180 | |
| Tabla 5.22. Tiempo y pies deslizados con Motor ERT en pozos de 8.5". | 180 |
| Tabla 5.23. Tiempo y pies deslizados con Motor ERT mas AGS en pozos de 8.5". 180 | |
| Tabla 5.24. Promedio de tiempo y pies deslizados según motor en pozos de 8.5". 180 | |

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla 6.1. Pozos sometidos a la evaluación..... | 185 |
| Tabla 6.2. Pozos evaluados de diámetro 12 ¼”..... | 186 |
| Tabla 6.3. Pozos evaluados de diámetro 8 ½”..... | 187 |
| Tabla 6.4. Resumen de Costos y Rendimiento, para pozos de diámetro 12 ¼”. Motor Convencional..... | 188 |
| Tabla 6.5. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 12 ¼”. Motor E.R.T. | 193 |
| Tabla 6.6. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 8 ½”. Motor E.R.T más AGS. | 197 |
| Tabla 6.7. Resumen de Costo y Rendimiento por Pozo. Campo La Yuca. Fase 8 ½”. Motor Convencional..... | 202 |
| Tabla 6.8. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 8 ½”. Motor ERT..... | 206 |
| Tabla 6.9. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozo, Campo La Yuca. Motor ERT+AGS en pozos de 8 ½” de diámetro. | 210 |
| Tabla 6.10. Resumen de ahorro según motor usado y ahorros totales según numero de pozos evaluados en el Campo La Yuca..... | 214 |

INTRODUCCIÓN

El Campo la Yuca hace parte del Contrato de Asociación Cravo Norte para la Cuenca Norte de los Llanos, el cual fue firmado entre la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y la Compañía Occidental de Colombia, Inc (OXY) el 1 de Julio de 1.980, año en que se inicio la fase exploratoria de dicho contrato. La fase de desarrollo que actualmente se encuentra vigente comenzó el 7 de diciembre de 1.985 y finalizará el día que para OXY producir un barril de crudo no sea económicamente viable ya que en abril del 2004 se firmo la extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte hasta su límite económico.

El ritmo acelerado con que crece la industria en la actualidad, hace que ésta requiera cada vez una mayor cantidad de materias primas y combustibles para así poder suplir las necesidades de todos sus consumidores. El sector petrolero no es ajeno a esta tendencia y por lo tanto se ve en la necesidad de producir una mayor cantidad de hidrocarburos en tiempos cada vez más cortos, y más, si a esto le sumamos el incremento en el precio del barril de crudo. Debido a estas necesidades, se hace necesario incrementar el número de pozos productores para aumentar la producción de crudo, para este fin, se deben implementar nuevas tecnologías de perforación que permitan minimizar el tiempo y los costos de perforación de estos.

Occidental de Colombia, Inc, no se queda atrás en dicha necesidad de incrementar su producción en todos los campos petroleros que opera, de esta forma ha venido implementando nuevas tecnologías y realizando estudios que lleven a cumplir con este objetivo.

Antes al 2.007, los pozos direccionales del Campo la Yuca se venían perforando con motores de fondo convencionales y desde hace aproximadamente dos años se está implementando la tecnología ERT (Even Rubber Thickness) junto con la tecnología AGS (Adjustable Gauge Stabilizer) en los motores de fondo. Dicha tecnología se implemento con el fin de optimizar parámetros operacionales como RPM, ROP, GPM, WOB, etc, que lleven a disminuir otros parámetros como pies deslizados y tiempo deslizado durante la construcción de ángulo, puesto que estos ayudan a prevenir problemas operacionales como pega o colgamiento de tubería que finalmente se ven reflejados en una disminución del tiempo y costo de perforación.

Este trabajo de grado se realizó con el propósito de tener una evaluación y comparación técnico-económica del desempeño de los Motores ERT y Sistema de Estabilizador Ajustable (AGS) frente a los Motores Convencionales. La evaluación y comparación se realizó para los pozos direccionales del Campo la Yuca perforados en los últimos tres años y de esta forma poder tomar decisiones futuras sobre el cambio de tecnología en los Motores de fondo usados en la perforación de los pozos direccionales no solo del Campo la Yuca sino del los campos operados por Occidental de Colombia, Inc.

El análisis técnico-operacional busca determinar cuál de los motores de fondo ofrece mayor eficiencia en parámetros operacionales como ROP, RPM, GPM, WOB, pies deslizados, tiempo deslizando y tiempo de perforación, para de esta forma satisfacer las necesidad de Occidental de Colombia, Inc.

El análisis económico pretende comparar los costos generados por el uso de cada uno de los motores de fondo, teniendo en cuenta parámetros como costo del taladro, costo del viaje, costo de la broca, pies perforados y costo del servicio



Occidental de Colombia, Inc



direccional. Para así determinar la viabilidad económica en cuanto la implementación de la tecnología ERT y AGS.

1. GENERALIDADES Y DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1. ANTECEDENTES HISTÓRICOS^{1,2}

A finales de la década de los 70's, Occidental International Exploration and Production Corporation se vincula a Colombia mediante la firma Occidental de Colombia, Inc. (OXY), iniciando estudios y exploraciones de posibles áreas prospectivas en la región del Magdalena Medio. A comienzos de la década de los 80, OXY dirige sus operaciones al hoy departamento de Arauca, localizado en la parte nororiental del país, zona limítrofe con Venezuela. Antes de entrar OXY al área, 61 pozos exploratorios fueron perforados con resultados despreciables (dos yacimientos con reservas totales de 20 MMB de crudo liviano y un yacimiento de 90 MMB de crudo de 13.6 API, ninguno de ellos fue comercial).

El 1 de julio de 1.980 OXY firma el contrato de Asociación Cravo Norte con la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL, y se inicia la primera fase exploratoria sobre los bloques exploratorios Cravo Norte, Cinaruco, Rondón, Orocué y Guarrojo de un millón de hectáreas cada uno. Esta primera fase permitió resolver dudas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la migración distante de hidrocarburos.

Una vez que los bloques fueron contratados el reto exploratorio inmediato era de enormes proporciones ya que se debían evaluar cinco millones de hectáreas de llanura casi inexplorada en tan solo 12 meses. Occidental estaba contractualmente obligada a la devolución de un 50% de las áreas seleccionadas al final del primer año de exploración. Cuadrillas de sísmica y equipos de perforación trabajaron

¹ Caño Limón "Historia de un gigante" Publicación Occidental de Colombia.

² RIVERO R.T. y DOMINGUEZ J.G. Caño Limón Field Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE N° 15153. 1988.

durante este periodo para producir 2800 Km de datos sísmicos, 19 pozos estratigráficos y 2 pozos exploratorios.

Esta campaña fue positiva por cuanto se da respuesta a algunas de las incógnitas sobre la estratigrafía de la cuenca, la presencia de rocas sellantes y la migración de hidrocarburos. Sin embargo el riesgo geológico se mantenía alto y Occidental comienza la búsqueda de un socio que consolidara el proyecto.

El segundo año de exploración, de Julio de 1981 a julio de 1982, fue igualmente activo. Cientos de kilómetros de sísmica fueron disparados y se perforaron 10 pozos exploratorios en las áreas retenidas. En cuatro de estos pozos encontraron cantidades pequeñas en trampas estructurales y estratigráficas del borde somero de la cuenca (San Joaquín, el Miedo). Estos descubrimientos aunque no tuvieron un valor comercial habrían de abrir el camino hacia el descubrimiento de Caño Limón porque probaron que las áreas retenidas por Occidental tenían todos los ingredientes geológicos necesarios para dar cabida a un yacimiento de petróleo.

Las restricciones en los presupuestos para exploración que afectaron a la industria en los años 1982-1983 dictaron que Occidental continuara la búsqueda de un socio aún en vísperas de iniciar la perforación del pozo Caño Limón 1. Sin embargo estos esfuerzos fracasaron.

El 20 de Abril de 1983 se inició la perforación del pozo Caño Limón – 01 de carácter direccional, el 18 de junio el pozo alcanza su profundidad total de 10,176 pies, finalmente el 13 de julio del mismo año se realizaron pruebas de producción que confirman la productividad del yacimiento. Se produjo crudo de dos zonas de la formación Carbonera Inferior a una tasa promedio de 10690 BFPD o 3425 BOPD (31° API promedio). Las primeras pruebas mostraron que no se tenía

noción exacta de la riqueza contenida en Caño Limón. Una muestra de ello es que las reservas inicialmente estimadas fueron 60 millones de barriles en noviembre de 1983, de los cuales ECOPETROL reconoció comercialidad con base en 36 millones, incrementándose a mil millones de barriles a septiembre de 1985.

Inicialmente se consideró que el campo Caño Limón constituía una sola estructura; un pliegue de arrastre relacionado al movimiento de la falla de Caño Limón. Sin embargo con un control sísmico adicional se pudo establecer la presencia de estructuras prospectivas aledañas que podían o no estar conectadas al pliegue de Caño Limón.

Las perforaciones de los pozos La Yuca 1 (LY-001) y Matanegra 1 (MN-01) sobre estas estructuras aledañas después del descubrimiento de petróleo en el pliegue de Caño Limón, demostraron que el campo comprende tres cierres estructurales ahora identificados como las áreas productivas de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. Este descubrimiento fue para OXY la culminación de un intenso esfuerzo exploratorio de tres años que involucro 4000 Km. de sísmica, 20 pruebas estratigráficas y 12 pozos exploratorios. La producción de petróleo inició el 7 de diciembre de 1985.

La compañía Shell se convirtió en socio de la Asociación Cravo Norte en 1985, con lo cual la participación quedó conformada en un 50% para ECOPETROL, 25% para OXY y el 25% restante para Shell. En el último semestre de 1998 Shell vendió sus acciones a OXY, quedando conformado el contrato de asociación Cravo Norte por ECOPETROL y Occidental de Colombia. Inc, cada uno con un 50% de participación.

En los últimos años, se han explorado muchos más kilómetros de áreas cercanas a las comprendidas por el contrato de asociación Cravo norte, con el objetivo de

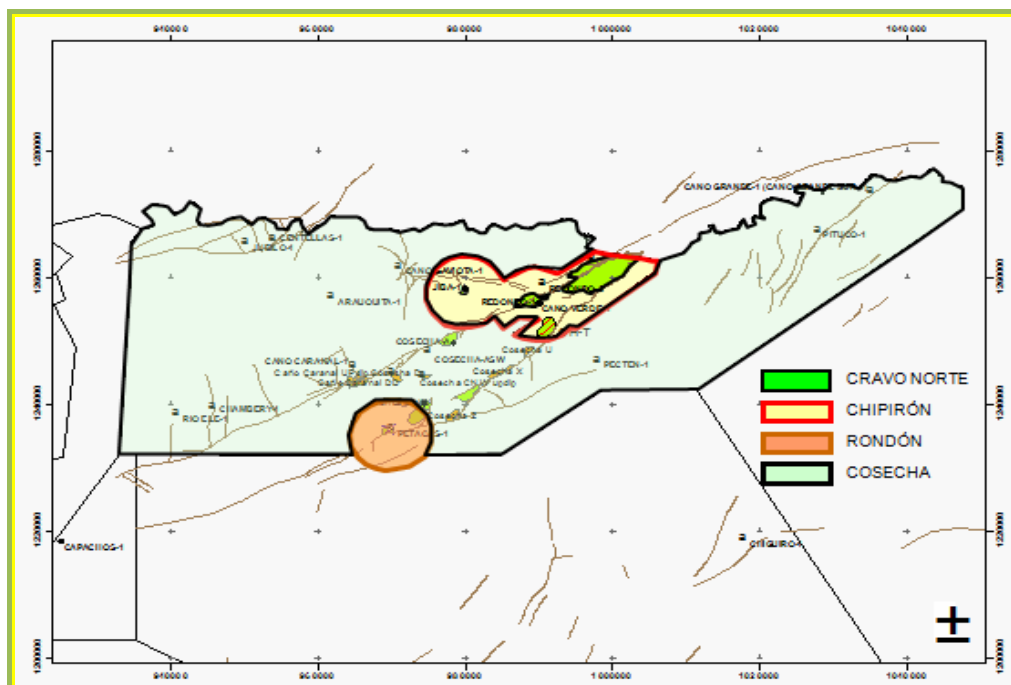
añadir nuevas reservas (Tabla 1). Ejemplo de estas actividades son los campos Pastora, Matanegra oeste, La yuca este pertenecientes al contrato de asociación Chipirón y otros campos como Caricare, Cosecha pertenecientes al contrato de asociación Rondón y Cosecha respectivamente. Todos ellos pertenecientes a los Contratos de Asociación Llanos Norte (Figura 1).

Tabla 1.1. Descripción de los campos y bloques estructurales sometidos al estudio.

| CAMPO | BLOQUE ESTRUCTURAL | CONTRATO DE ASOCIACION |
|-----------------|--------------------|------------------------|
| Caño Limón | Caño Limón | Cravo Norte |
| | La yuca | Cravo Norte |
| | Matanegra | Cravo Norte |
| | Matanegra X | Cravo Norte |
| Matanegra Oeste | Matanegra Oeste | Chipirón |
| La Yuca Este | La Yuca Esta A | Chipirón |
| Pastora | Pastora | Chipirón |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

Figura 1.1. Contratos de Asociación Llanos Norte.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.2. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA ³

El Campo Caño Limón, La Yuca y Matanegra están ubicados dentro del área del Contrato de Asociación Cravo Norte, el cual abarca un área de 260.000 hectáreas localizada en el extremo Norte de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Departamento de Arauca, 50 Km al sur occidente de su capital y entre la población de Arauquita y el caserío La Yuca (Figura 2).

Geográficamente el sector Cravo Norte está limitado al norte y al este por el río Arauca, al sur con el río Casanare y al oeste con la Cordillera Oriental.

El campo se enmarca dentro de las Coordenadas Gauss con origen 3° Este:

| | | |
|----------------|---|-------------|
| N: 1'256.000 m | - | 1'264.000 m |
| E: 992.000 m | - | 1'004.000 m |

1.3. GEOLOGÍA

Los yacimientos comprenden arenas deltáicas pobremente consolidadas del Cretáceo al Oligoceno, con una profundidad promedio de 7.600 pies (2.315 m) y el mecanismo de producción es un fuerte y activo empuje hidráulico natural.

1.3.1 Ubicación Geológica^{4,5}. El campo está situado sobre el arco de Arauca en el flanco Norte de la Cuenca de los Llanos Orientales, al norte de éste arco se

³ GABELA, Víctor H. Asociación Ecopetrol- Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. En: II SIMPOSIO EXPLORACION DE CUENCAS SUBANDINAS. Ponencias II simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.

⁴ AMOROCHO, Diana M. Análisis Técnico-Económico del retiro de válvulas de seguridad de fondo y panel OTIS en pozos del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2006. Trabajo de Grado (Ingeniera de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.

⁵ CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limon Field, Colombia, South América. Casebook in Easth Science, 1990.

encuentran las cuencas de Barinas y Apure (Venezuela), al este el escudo granítico de Guyana y al oeste la cordillera de los Andes.

Figura 1.2. Localización del Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

La región norte de los Llanos es un flanco monoclinal que desciende en dirección oeste con buzamientos muy leves. La formación estructural consiste principalmente en fallamiento de tipo normal con dirección noreste-suroeste cuyo origen parece ser paleozoico con reactivaciones subsiguientes que involucran hasta sedimentos Terciarios. Adicionalmente el área de Caño Limón está afectada por un fallamiento significativo de tipo transcurrente orientado en dirección noreste-suroeste. El origen de este fallamiento no ha sido aun determinado pero se estima que puede estar relacionado con el desarrollo estructural del Arco de

Arauca, que es un alto de basamento que separa el sector norte de la cuenca de las Llanos, de las cuencas de Barinas y Apure de Venezuela. La cuenca de los Llanos se caracteriza también por una historia tectónica estable lo que ha favorecido una sedimentación cíclica relativamente constante.

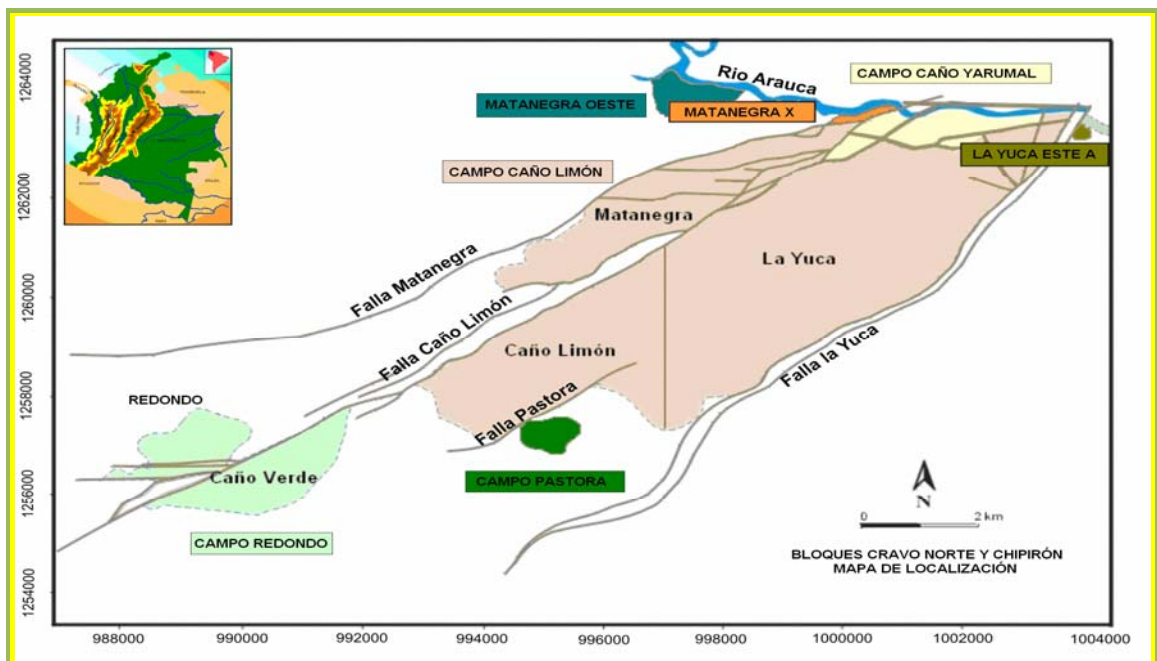
1.3.2 Geología Estructural⁶. El Campo comprende tres cierres estructurales, cada uno de ellos asociado a un área productiva, denominadas Caño Limón, Matanegra y La Yuca (Figura 4). La formación de estas estructuras se debe al movimiento lateral de la Falla Caño Limón, que secciona el Campo de noreste a suroeste y al desplazamiento asociado a las fallas convergentes de Matanegra y La Yuca, que delimitan los respectivos bloques estructurales (Figura 3). Adicionalmente el campo Caño Limón está relacionado con la Falla de Arauca en la parte norte del Campo. Las Fallas Matanegra, Arauca y La Yuca circundan el campo definiendo sus límites noroeste. Norte y sureste respectivamente.

El Campo Caño Limón se separa del Campo Caño Yarumal debido a la Falla de Arauca que es de corta extensión, corre paralela al río Arauca y une las fallas de Matanegra y La Yuca en la parte norte del Campo. Adicionalmente los Campos Redondo y Caño Yarumal se encuentran ubicados en la parte suroeste del Bloque Cravo Norte y separados gracias a la falla Caño Limón. El área productiva se encuentra comprendida por 18 bloques, de los cuales: Tonina, Remana, Redondo Este, Araguato, Pastora, Caño Redondo, Cosecha A, La Yuca Este y Matanegra Oeste contienen sólo un pozo, y Caño Limón, Matanegra, Caño Yarumal, La Yuca, Rondón, Caño Verde, Caricare - Redondo y Jiba contienen varios pozos. Al agrupar estos bloques se forman los 8 campos que son: Caño Limón, Caño Yarumal, Redondo, Tonina, Remana, La Yuca Este, Redondo Este y Caricare.

⁶ Departamento de Geología Occidental de Colombia, Inc.

1.3.3 Estratigrafía. La sección estratigráfica se extiende desde el Precretáceo al Cretáceo reciente y comprende 9.200 pies (2.804 metros) de columna sedimentaria. Los estratos productores comprenden cuatro formaciones sedimentarias, la Formación Carbonera Inferior/Mirador de edad Eoceno de mayor relevancia en cuanto a producción se refiere debido a que contiene el 80% del petróleo total in situ del Campo, las formaciones K1, K2A de edad cretácea tardía y la formación Carbonera Superior de edad Oligoceno.

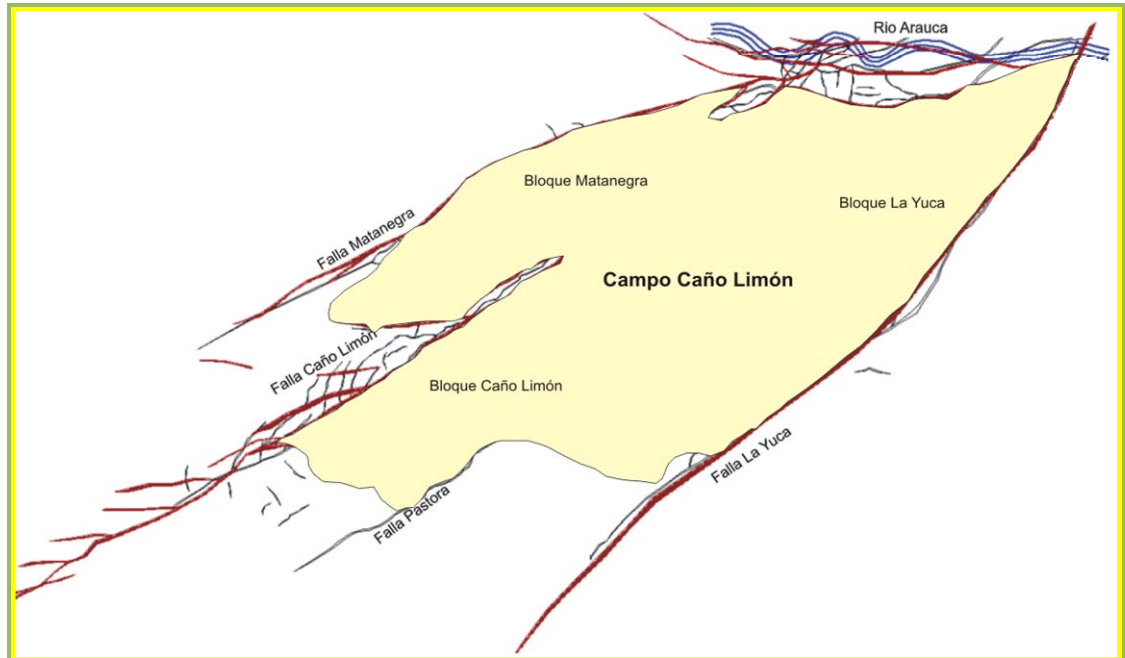
Figura 1.3. Fallas y ubicación de los campos Caño Limón, La Yuca y Matanegra en el bloque Cravo Norte y Chipirón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.3.3.1 Precretáceo. En general esta sección comprende areniscas y lutitas arenosas, de posible edad paleozoica. En Colombia y en especial en el campo Caño Limón la secuencia estratigráfica con interés petrolífero se analiza a partir del Cretáceo Superior y son denominadas cobertura productiva.

Figura 1.4. Bloques que conforman el Campo Caño Limón.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.3.3.2 Cretáceo. Compuesta principalmente por areniscas finas, con alto contenido de cuarzo acompañada con intercalaciones de arcillolitas. Su espesor es superior a 400 pies (150 metros). Esta edad geológica se ha dividido en el Campo Caño Limón en cuatro unidades operacionales limitadas por discordancias que son la base del K3, K2A, K2B y K1.

1.3.3.2.1 Cretáceo K3. Este miembro posee buenas características petrofísicas, podría corresponder a la sección Albiana Cenomaniana de las cuencas septentrionales de Venezuela. La división del Cretáceo en los miembros K1, K2 y K3 son de carácter práctico, por tal razón no se relacionan con otras unidades del cretáceo en regiones cercanas.

1.3.3.2.2 Cretáceo K2. Posee dos unidades arenosas regresivas en medio de arcilla, identificadas por K2A y K2B. El reservorio K2A en general es homogéneo y presenta buena continuidad lateral. El espesor aproximado de esta unidad es de 270 pies (82 m). El Cretáceo K2 fue depositado en un ambiente marino y por contenido palinológico se le atribuye una edad Cenoniana.

1.3.3.2.3 Cretáceo K1. Está constituida por intercalaciones de arcilla, en su mayoría macizas, calcáreas y lutitas. Presentan permeabilidades más bajas que otras arenas productivas. Su correlación en el área del campo se considera buena. La base de esta unidad es tomada por un límite discordante debido a interpretaciones de registros eléctricos, análisis ambientales y datos bioestratigráficos.

1.3.3.3 Terciario. Esta sección se encuentra conformada por cuatro formaciones: Carbonera Inferior, Carbonera Superior, León y Guayabo; compuestas generalmente por areniscas arcillosas, cuarcíticas, por arcillolitas y algunas intercalaciones de lutitas. Su espesor promedio aproximado es de 7.600 pies.

1.3.3.3.1 Formación Carbonera Inferior. Estas arenas son deltáicas de amplia distribución y están presentes en todos los pozos perforados hasta hoy. Se han dividido en seis unidades correlacionadas con el objeto de optimizar su explotación. Las arenas de Carbonera Inferior/Mirador presentan excelentes características petrofísicas, son productivas en todas las estructuras de Caño Limón, su espesor promedio es de aproximadamente 260 pies. Está conformada por areniscas, las cuales constituyen los dos tercios de la formación, presentan granos de cuarzo de tamaño medio a conglomerado con buena selección, alternando con niveles de lutitas y arcillolitas. Intercalaciones de arcillas y lutitas, dividen la formación en cuatro miembros, de acuerdo a la nomenclatura de la compañía de la base al tope los miembros M4, M3, M2, M1 con el fin de optimizar

la explotación a su vez los miembros anteriores se han subdividido. En general, las areniscas son consideradas de buena calidad, presentan altas permeabilidades.

1.3.3.3.2 Formación Carbonera superior. Esta formación está conformada por areniscas de grano grueso a medio y de regular a buena selección, son reconocidas como areniscas deltáicas de canal. Está compuesta por cinco miembros, estos son de la base al tope: C5, C4, C3, C2 y C1 y hasta el momento las únicas productivas en el campo han sido C5 y C4, las cuales tienen un espesor promedio de 248 pies en el área de Caño Limón y la Yuca y de 214 pies en la estructura de Matanegra.

1.3.3.3.3 Formación León. Es una formación no productora ya que se encuentra conformada casi en su totalidad por lutitas. Localmente se encuentra una serie de areniscas de unos 60 pies de espesor en la mitad de la formación. León presenta un espesor de 460 pies y aumenta hacia el sur-occidente. La edad de ésta formación es Mioceno Medio.

1.3.3.3.4 Formación Guayabo. Esta formación reposa discordantemente sobre la Formación León. Está compuesta principalmente de arcillolitas abigarradas, lutitas pardas y grises con intercalaciones de areniscas arcillosas con partes conglomeráticas. Su espesor promedio es de 5400 pies en el campo. Hasta el momento no se han encontrado hidrocarburos en esta formación, la edad corresponde al Mioceno. Las figura 5 y 6 muestran la columna estratigráfica del campo.

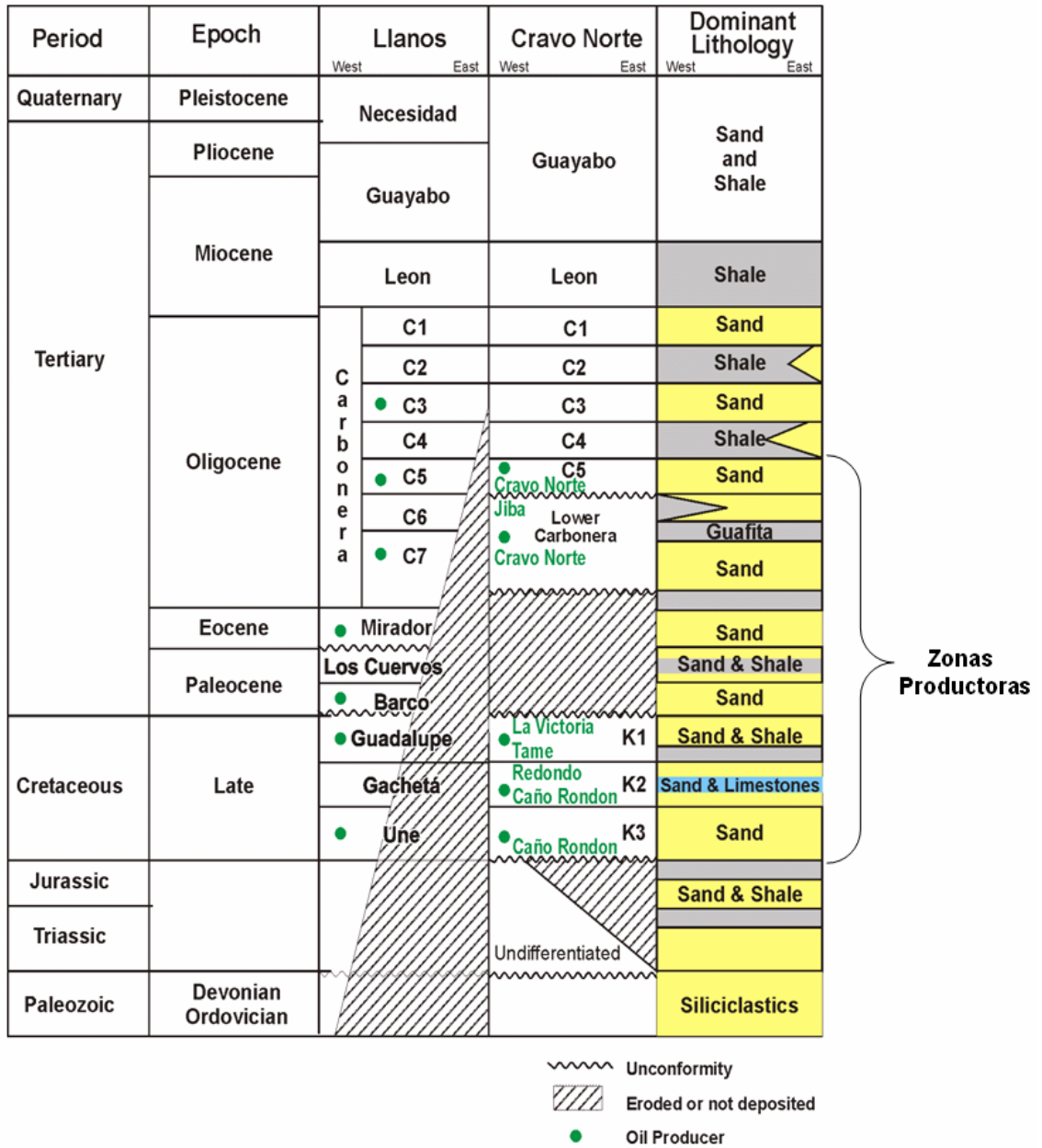
Tabla 1.2. Subdivisión estratigráfica y espesor de las zonas productoras⁷.

| EDAD | FORMACION | MIEMBRO | BLOQUES | ESPESOR | |
|---------------------------------------------|---------------------------------|---------|----------|---------|------|
| | | | | ft | m |
| Oligoceno Temprano a Mioceno Medio | Carbonera Superior | C4 | CL-LY | 30 | 9.1 |
| | | C5 | CL-LY-MN | 30 | 9.1 |
| Cretáceo Superior a Eoceno Tardío | Carbonera Inferior (Mirador) | M1A | CL-LY-MN | 260 | 79.2 |
| | | M1B | CL-LY-MN | | |
| | | M1C1 | CL-LY-MN | | |
| | | M1C2 | CL-LY-MN | | |
| | | M2A | CL-LY-MN | | |
| | | M2B | CL-LY-MN | | |
| | | M3A | CL-LY-MN | | |
| | | M3B | CL-LY-MN | | |
| | | M3C | CL-LY-MN | | |
| | | M4A | CL-LY-MN | | |
| M4B | CL-LY-MN | | | | |
| Cretácico | Cretáceo | K1A | MN | 250 | 76.2 |
| | | K1B | MN-LY | | |
| | | K1C | MN-LY | | |
| | | K1D | MN-LY | | |
| | | K1E | MN-LY | 250 | 76.2 |
| | | K1A1 | MN | | |
| | | K2A2 | MN | | |
| | | K2A3 | MN | | |
| K2A4 | MN | | | | |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

⁷ Las abreviaciones CL, LY MN significan Caño Limón, La Yuca y Mata Negra respectivamente. A, B C D: Arenas pertenecientes al miembro K1. 1, 2,3 ,4: Arenas pertenecientes al miembro K2A. K1, K2A: Son dos miembros del cretáceo superior.

Figura 1.5. Columna estratigráfica general.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.3.4 Geología del Petróleo

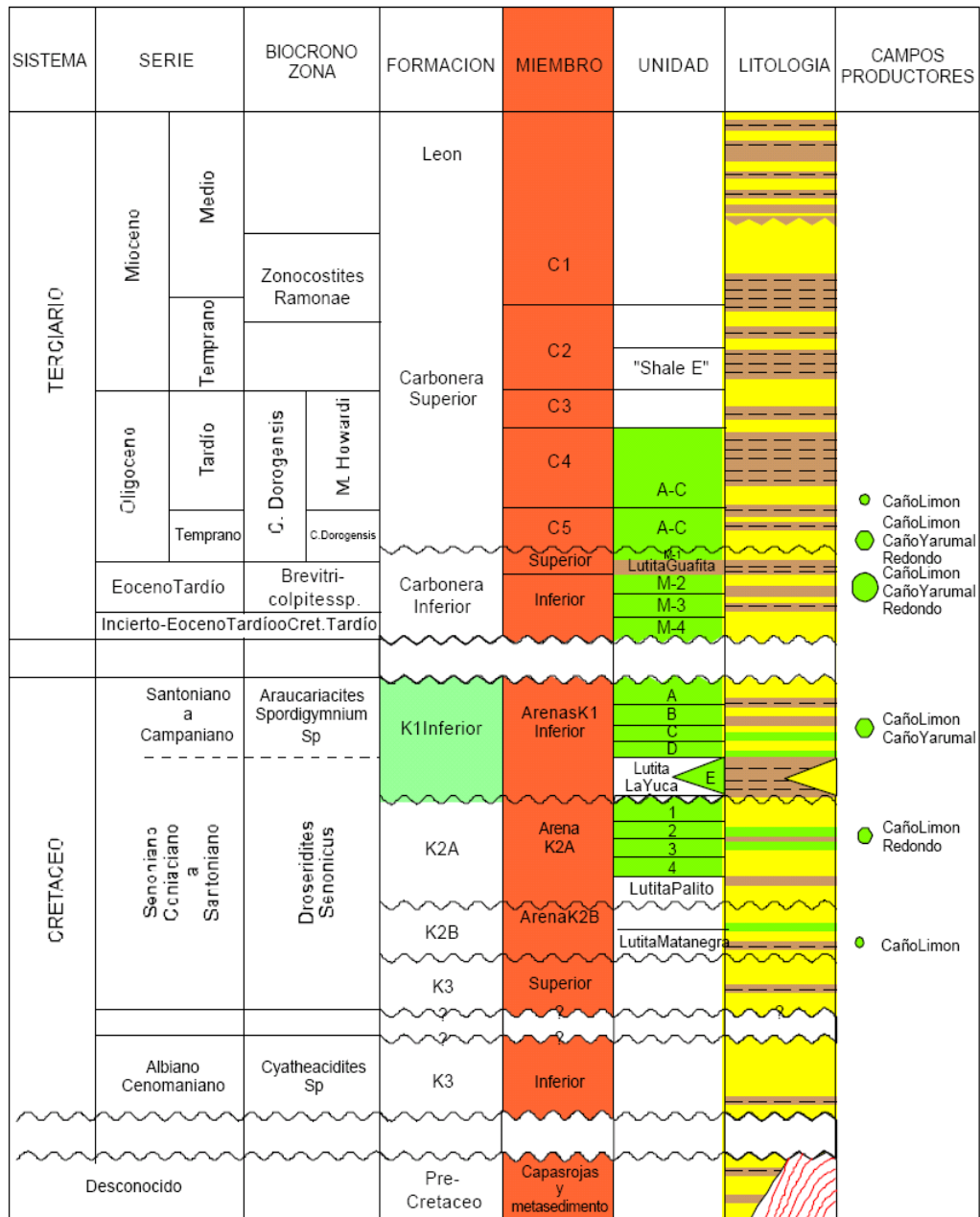
1.3.4.1 Roca generadora. Análisis geoquímicos realizados en muestras de petróleo del Campo Caño Limón indican que esta proviene principalmente de sedimentos marinos ricos en materia orgánica, a diferencia de los crudos producidos por otros campos ubicados en áreas cercanas en la misma cuenca. La fuente de generación de los aceites producidos en el área de Caño Limón se cree que son los sedimentos profundos hacia el oeste de la cuenca (Piedemonte Llanero) o de las cuencas vecinas de Venezuela.

1.3.4.2 Roca almacenadora. Las unidades K1 y K2 del cretáceo y Carbonera Inferior/Mirador y superior del terciario son en general las rocas almacenadoras en el Campo.

1.3.4.3 Roca sello. El sello del Campo está conformado por las arcillas de la formación Carbonera Superior y por las diferentes fallas que se encuentran en esta región.

1.3.4.4 Tipo de trampa. El entrapamiento de aceite está controlado en general por las fallas, sin embargo, algunas acumulaciones de hidrocarburos son de carácter sedimentario. En conclusión, las acumulaciones de aceite en el área de Caño Limón son de tipo estructural, definiéndose algunos entrapamientos sedimentarios siempre controlados por las fallas.

Figura 1.6. Columna estratigráfica detallada.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.4 CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO^{8,9}

1.4.1 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento. La evaluación de las propiedades petrofísicas del Campo se ha llevado a cabo con un minucioso análisis de perfiles eléctricos tomados a los diferentes pozos, pruebas de rutina a los corazones disponibles para obtener porosidad y permeabilidad de las arenas, así como análisis especiales para determinar las propiedades dinámicas del yacimiento.

1.4.1.1 Porosidad. Los valores de porosidad se han determinado a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos. Las porosidades de las áreas productivas del Campo Caño Limón son altas observándose los mayores valores en la Formación Carbonera Inferior, los cuales oscilan entre 23% y 26% en todo el campo, seguida de las arenas C5 de la Carbonera Superior y el miembro cretáceo K2.

La tabla 4, resume las porosidades promedio, ponderando por espesor para cada uno de los yacimientos del campo; estos valores han sido determinados a partir de la correlación establecida entre las porosidades medidas en los núcleos y las calculadas de los registros eléctricos.

Algunas de las principales propiedades petrofísicas del yacimiento son:

⁸ AHUMADA, R y BERNAL, M. Plan Integral para manejo y control de los yacimientos en Cravo Norte. Sexto Congreso Colombiano del Petróleo, memorias, tomo II.

⁹ GABELA, Víctor H, Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. II Simposio Exploración de Cuencas Subandinas. Bogotá Agosto de 1985.

Tabla 1.3. Propiedades Petrofísicas de Caño Limón.

| CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA | |
|-----------------------------------|------------|
| Profundidad promedio | 7600 pies |
| Área | 8900 acres |
| Espesor neto petrolífero | 150 pies |
| Presión inicial (@ 7100 pies BNM) | 3213 psi |
| Temperatura (@ 7100 pies BNM) | 207 °F |
| Porosidad | 25% |
| permeabilidad | 5000 md |
| Saturación de agua inicial | 25% |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

Tabla 1.4. Porosidades promedio del Campo Caño Limón.

| ÁREA | FORMACIÓN | POROSIDAD (%) |
|-------------|----------------------------|----------------------|
| Caño Limón | Carbonera Superior | 20.6 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 23.8 |
| La Yuca | Carbonera Superior | 21.3 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 23.8 |
| | K1 (Cretáceo) | 19.9 |
| Matanegra | Carbonera Superior | 25.1 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 26.8 |
| | K1 (Cretáceo) | 19.9 |
| | K2 (Cretáceo) | 24.6 |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

1.4.1.2 Permeabilidad. Los valores de permeabilidad se han determinado basándose en análisis de presiones hechos en pruebas a la formación, pruebas de producción y análisis de corazones. Las permeabilidades más altas corresponden a las arenas de la Formación Carbonera Inferior, las cuales tienen un valor promedio de 5 darcy`s. Para las arenas K1 los valores promedio de permeabilidad son de 1 darcy, y para las arenas del K2 de 2 darcy`s.

1.4.1.3 Saturación de los Fluidos. Las formaciones petrolíferas de Caño Limón se encuentran a una presión superior a la presión de burbuja (50 psi) y por tal razón no habrá gas libre en el yacimiento durante toda su vida productiva, sino que únicamente contendrá petróleo y agua. La saturación de fluidos se determina con base en la evaluación de registros eléctricos, en la utilización de programas que incorporan parámetros de porosidad y arcillosidad de los reservorios. Una saturación residual de petróleo (S_{or}) promedio del 18% ha sido determinada para la Formación Carbonera Inferior/Mirador con base en permeabilidades relativas para el sistema de drenaje.

En la tabla 1.5, se relaciona los valores de saturación de petróleo promedio para cada formación, estos han sido ponderados por porosidad y espesor neto productivo.

1.4.2 Propiedades de los Fluidos. El análisis PVT muestra que los fluidos se encuentran a una presión superior a la presión de saturación (50 psi), lo que indica la presencia solo de fases líquidas en la producción; por lo cual el Campo Caño Limón se clasifica como un yacimiento subsaturado y no presentará gas libre en el yacimiento.

El gas en solución (R_s) medido en el laboratorio es inferior a 15 SCFT/STB. El bajo contenido de gas contribuye a la baja compresibilidad del petróleo por lo cual se espera un mínimo aporte de energía al yacimiento por expansión del petróleo.

La viscosidad del petróleo a condiciones iniciales del yacimiento (3200 psi, 200°F), ha sido obtenida en el laboratorio determinándose un rango de valores de 2.4 a 6.9 (cp). En cuanto a la gravedad °API, se determinó que varía entre 26.9 y 32.4 °API a condiciones de superficie.

En la tabla 1.6, se muestran las propiedades promedio de los fluidos del Campo Caño Limón.

Tabla 1.5. Saturaciones promedio para el Campo Caño Limón.

| BLOQUE | FORMACIÓN | SATURACIÓN DE ACEITE (%) |
|------------|----------------------------|--------------------------|
| Caño Limón | Carbonera Superior | 67 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 76.9 |
| La Yuca | Carbonera Superior | 74.9 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 76.9 |
| | K1 | 37.3 |
| Matanegra | Carbonera Superior | 50 |
| | Carbonera Inferior/Mirador | 70.4 |
| | K1 | 37.3 |
| | K2 | 73.2 |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

Tabla 1.6. Propiedades promedio de los fluidos del Campo Caño Limón.

| CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS | |
|---------------------------------------------|--------------|
| Gravedad °API del Crudo | 29 °API |
| Presión de Burbuja | 50 psi |
| Gas Solución | 8 SCFT/STB |
| FVF a 207 °F y 3200 psi | 1.05 BBL/STB |
| Viscosidad del petróleo a 207 °F y 3200 psi | 4 cp |

Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los autores.

2. PERFORACION DIRECCIONAL

2.1. ANTECEDENTES HISTORICOS

A principios de los años veinte se comenzó a saber de la Perforación Direccional, para esa época se veía como un ARTE, ya que se pensaba imposible desplazar un pozo en cierta dirección del equipo de perforación. En nuestros días la Perforación Direccional se puede ver como una ciencia, aun que no siempre una ciencia exacta. Con el uso de las técnicas de Perforación Direccional podemos hacer más económicas la producción de un pozo, además de proteger el medio ambiente sin nuevas localizaciones ni caminos de acceso por enunciar algunos de los beneficios de esta rama de la perforación.

2.2. DESCRIPCIÓN

Perforación direccional es el proceso de dirigir un pozo en una trayectoria predeterminada para interceptar un objetivo localizado a determinada distancia de la localización superficial del equipo de perforación. En sus inicios la perforación de pozos direccionales fue evidentemente motivada por los aspectos económicos los campos costa afuera de California fueron una de las áreas de oportunidad para su crecimiento. Descubrimientos posteriores de aceite y gas en el Golfo de México y otros lugares promovieron su expansión. Evidentemente esta técnica surgió como una operación de remedio y se fue desarrollando de tal manera que hoy en día es considerada como una de las alternativas para la optimización de yacimientos.

Esta técnica comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales de alcances extendidos y multilaterales. El control de la desviación es otro concepto que se relaciona con frecuencia con la Perforación Direccional, el cual se puede definir como el proceso de mantener al pozo dentro de algunos límites predeterminados, relativos al ángulo de inclinación, o desplazamiento horizontal con respecto a la vertical, o a ambos.

Cuando se planea perforar un pozo vertical o desviado se deben tomar en cuenta por lo menos las siguientes consideraciones:

- Profundidad del pozo y desplazamiento horizontal.
- Tamaño de las secciones y tamaños de la tubería pesante (drill collars).
- Puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento (casing).
- Máximas tasas de construcción, y caída de ángulo.
- Tipos de formaciones, buzamientos y tasas de perforación esperada.
- Tipo de lodo, peso y temperatura esperada.
- Casos históricos y tendencias en el área.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE UN POZO DIRECCIONAL¹⁰

En la realización de una perforación direccional se tiene en cuenta sistemas mediante los cuales se pueden determinar inclinación, azimut y profundidad durante toda la perforación; los cuales deben ser ajustados a un sistema de referencia de manera que el curso del pozo pueda ser calculado y registrado.

¹⁰ Alvarado Jiménez, Natalia. Barbosa Restrepo, Alexander. Evaluación de la perforación direccional en el campo caño limón y análisis de brocas PDC en el campo Chichimene, Castilla y Apiay. Universidad América. Trabajo de grado 2006.

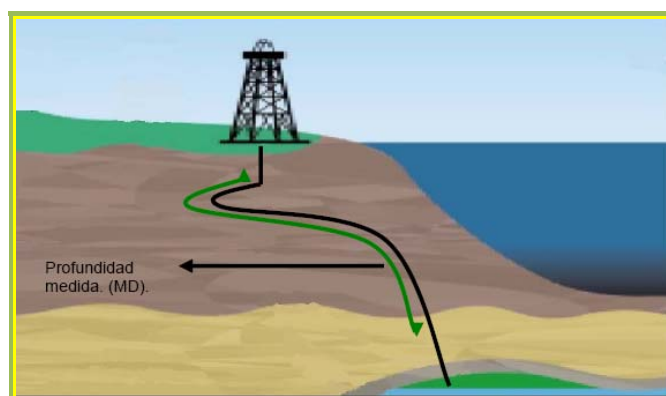
Los sistemas de registros direccionales miden la inclinación y la dirección a ciertas profundidades. Estas medidas se deben llevar a sistemas fijos de referencia para que la ruta del pozo se pueda calcular y registrar. Los sistemas de referencia usados son.

- Referencia de profundidad.
- Referencia de inclinación.
- Referencia de dirección.

2.3.1. Referencia de Profundidad. Existen dos clases de profundidades:

2.3.1.1. Profundidad medida (MD). Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo desde el punto de referencia en la superficie hasta el punto de registro direccional. Esta profundidad se puede obtener mediante la medida de la sarta de perforación o el contador de profundidad del cable “wire line”. (Fig 2.1).

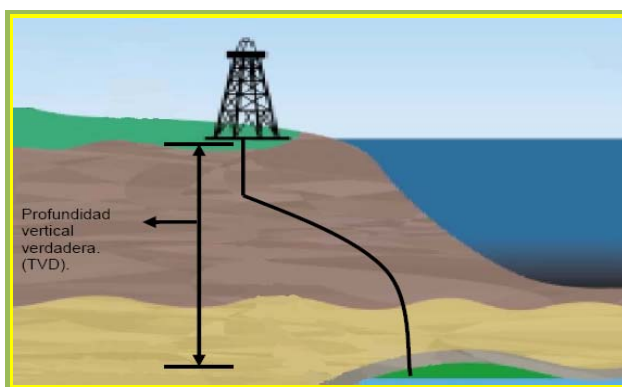
Figura 2.1. Profundidad medida.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.1.2. La profundidad vertical verdadera (TVD). Es la distancia vertical desde el Nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo (Fig 2.2). Normalmente, es un valor calculado. En la mayoría de las operaciones de perforación la elevación de la mesa rotatoria (RT) se usa como la referencia de profundidad medida, también se conoce como elevación del piso de la torre de perforación.

Figura 2.2. Profundidad vertical verdadera.

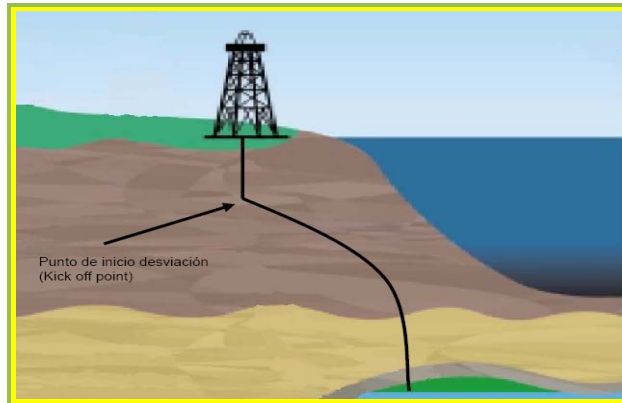


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.2. Referencia de inclinación. La inclinación de un pozo, es el ángulo en grados entre la vertical y el eje del pozo en un punto en particular. La referencia vertical es la dirección del vector de gravedad en el sitio. La convención establece que 0° es vertical y 90° es horizontal.

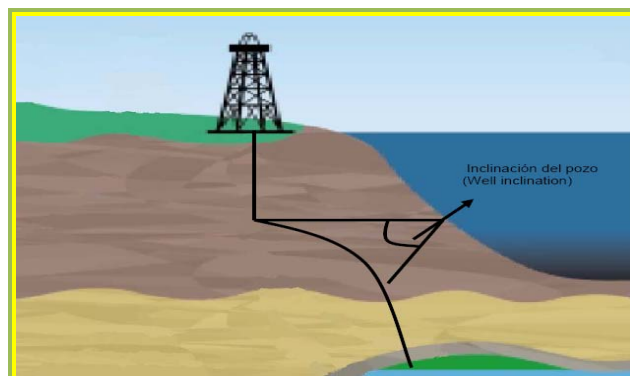
2.3.3. Punto de inicio de desviación (Kickoff point). Es la profundidad vertical donde el pozo es desviado en una específica dirección, inclinación y tasa de construcción. Este punto está determinado por: la trayectoria del pozo, tipo de formación y presión de la formación. (Fig 2.3).

Figura 2.3. Punto de inicio de desviación.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

Figura 2.4. Inclinación del pozo.

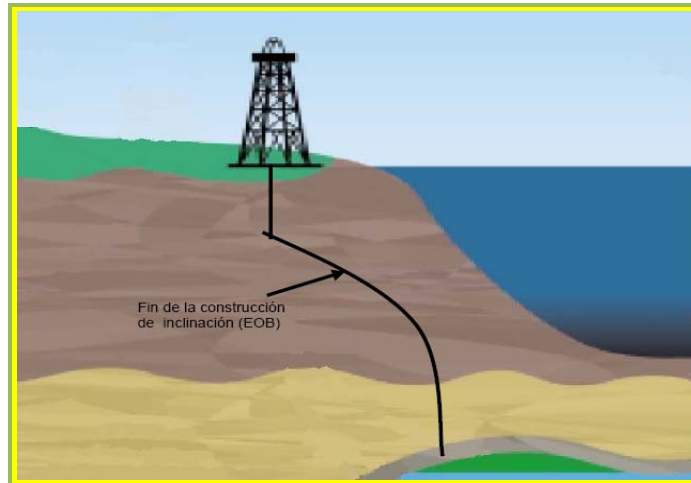


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.4. Inclinación del pozo. La inclinación del pozo es el ángulo mediante el cual el hueco es desviado desde la vertical. (Fig 2.4).

2.3.5. Fin de la construcción de inclinación (EOB). Es el punto donde el pozo ha terminado su incremento de inclinación. (Fig 2.5).

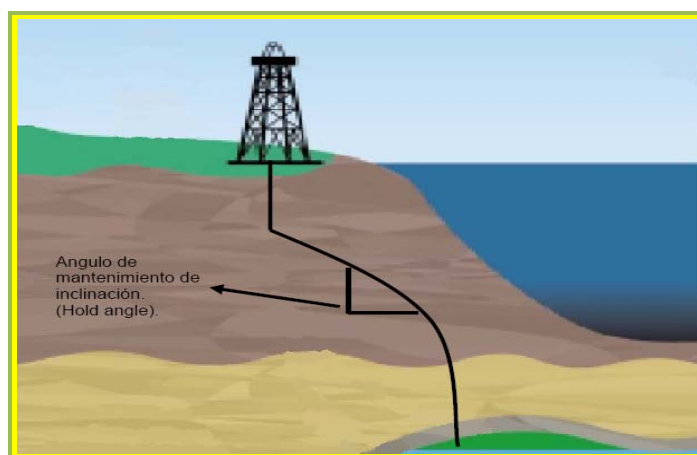
Figura 2.5. Fin de la construcción de inclinación.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.6. Ángulo de mantenimiento de inclinación (Hold angle). El ángulo de mantenimiento de inclinación ocurre cuando la inclinación del pozo se mantiene constante. (Fig 2.6).

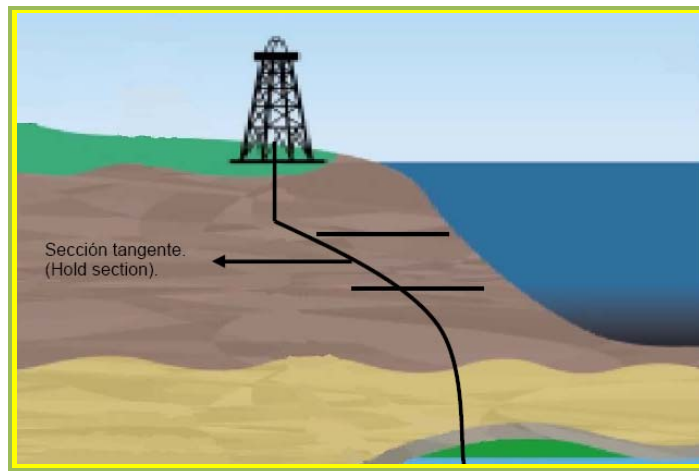
Figura 2.6. Ángulo de mantenimiento de inclinación.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

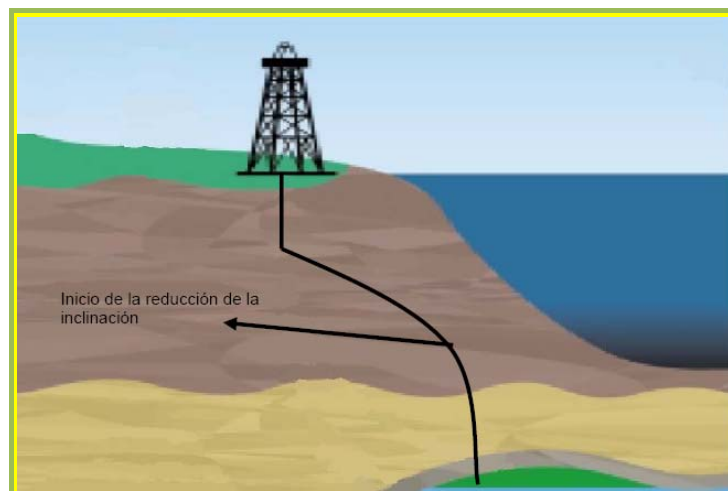
2.3.7. Sección tangente (Hold Section). La sección tangente ocurre después de la respectiva construcción donde la inclinación del hueco es mantenida constante a través de una distancia conocida. (Fig 2.7).

Figura 2.7. Sección Tangente.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

Figura 2.8. Inicio de reducción en la inclinación.

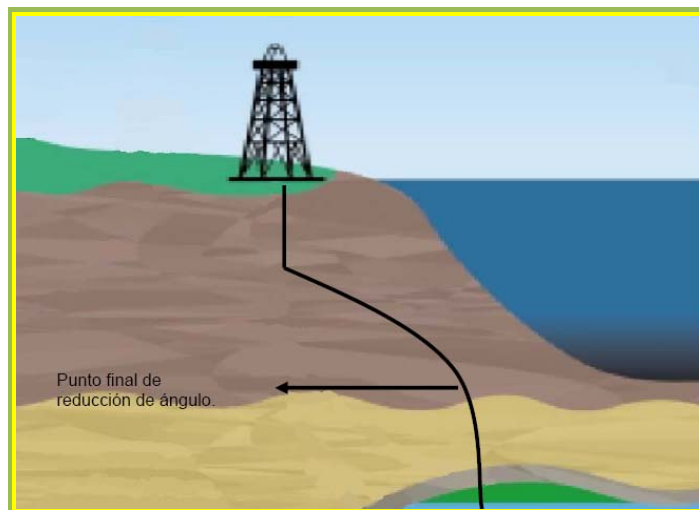


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.8. Inicio de reducción en la inclinación. Es la localización donde el hueco comienza a tumbar ángulo. (Fig 2.8).

2.3.9. Punto final de reducción de ángulo. Es el lugar ó localización donde el pozo termina la reducción de su inclinación. (Fig 2.9).

Figura 2.9. Punto final de reducción de ángulo.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.3.10. Referencias de dirección. Para determinar la dirección en un pozo se pueden utilizar tres nortes de referencia: Norte Magnético, Norte Verdadero o Geográfico y Punto de Referencia Especifico (Norte de Mapa o Norte de Cuadrícula). Todas las herramientas de tipo magnético inicialmente miden la dirección con referencia al norte magnético, este valor es posteriormente corregido de acuerdo con el norte de referencia seleccionado. El Norte Verdadero ó Geográfico, es la dirección del polo norte geográfico el cual descansa sobre el eje de rotación de la tierra.

2.3.10.1. Coordenadas de campo. Este parámetro es expresado con base a un punto local escogido en el equipo o la plataforma, el cual se le dan coordenadas en números 0,0 y con respecto a este se compara la posición de los pozos. Para determinar la dirección del pozo sobre un plano horizontal con respecto a un norte de referencia, ya sea el norte verdadero ó punto de referencia específico, las herramientas utilizan dos sistemas de medida:

2.3.10.2. Azimut (dirección del pozo). El azimut de un pozo en un punto es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las agujas del reloj a partir del Norte de referencia. Esta referencia puede ser el Norte Verdadero, el Magnético ó el del Mapa y por convención se mide en sentido de las agujas del reloj. En este sistema la dirección es determinada sobre una circunferencia girando en el sentido de las manecillas del reloj con ángulos desde 0° a $359^{\circ} 99^{\circ}$ siendo el Norte coordenada de 0° .

2.3.10.3. Cuadrante de rumbo. En este sistema las direcciones son expresadas de 0° a 90° medidos desde el Norte en el cuadrante septentrional y desde el Sur en cuadrante meridional.

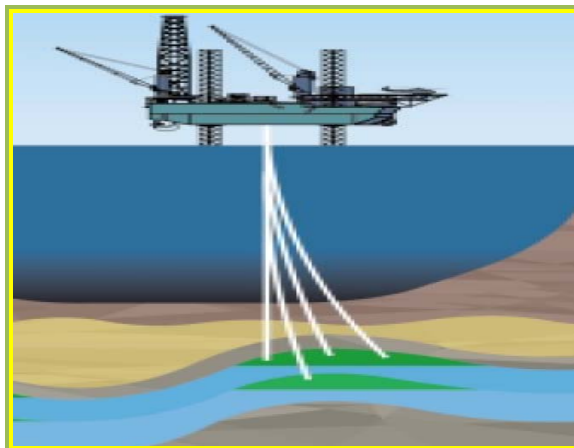
2.4. APLICACIONES DE LOS POZOS DIRECCIONALES

La Perforación Direccional de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación o a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones; esta ayuda a desarrollar proyectos muy importantes, tanto económicos como de yacimientos, lo que ha permitido un desarrollo muy importante en esta técnica y su práctica más común es en:

- Pozos múltiples desde una estructura (plataforma).
- Pozos de alivio.
- Controlando pozos verticales.
- Sidetrack (desviación).
- Localizaciones Inaccesibles.
- Perforando fallas.
- Perforando domos salinos.
- Perforación horizontal.
- Perforación multilateral.

2.4.1. Pozos Múltiples desde una estructura. La mayor aplicación de la técnica de perforación direccional es en plataformas costa afuera (Fig 2.10). Muchos de los yacimientos de petróleo y gas están situados costa afuera, como es el caso del Golfo de México, el Mar del Norte y el Lago de Maracaibo. En este tipo de yacimiento es antieconómico y anti-practico la perforación de pozos verticales por razones de ubicación, razón por la cual la aplicación de la perforación direccional en estos casos, ha sido un absoluto éxito a todo nivel.

Figura 2.10. Pozos múltiples en perforación submarina.

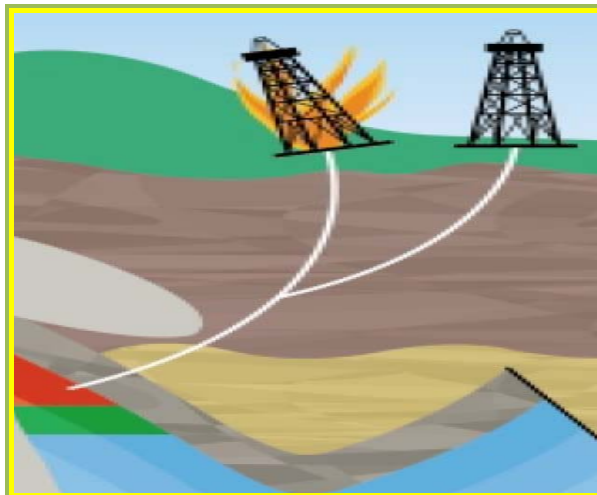


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.4.2. Pozos de alivio. La técnica direccional es usada para perforar pozos de alivio, con el fin de controlar pozos incendiados (Fig 2.11). Esto se hace dirigiendo el pozo direccional hacia el que está fuera de control en el yacimiento; cuando se llega al objetivo establecido, se bombea lodo pesado para vencer la presión del yacimiento y así tener el pozo bajo control.

2.4.3. Control de pozos verticales. Cuando un pozo vertical se aleja de la trayectoria planeada, se utiliza la técnica direccional. Si se presentan pequeñas desviaciones éstas pueden ser corregidas por medio de la alteración de algunos parámetros de perforación o mediante el cambio del ensamblaje del fondo del hueco, BHA, en caso contrario cuando la desviación es más significativa se requiere el uso de un motor de fondo para realizar una corrida de corrección o desviación.

Figura 2.11. Pozos de alivio.



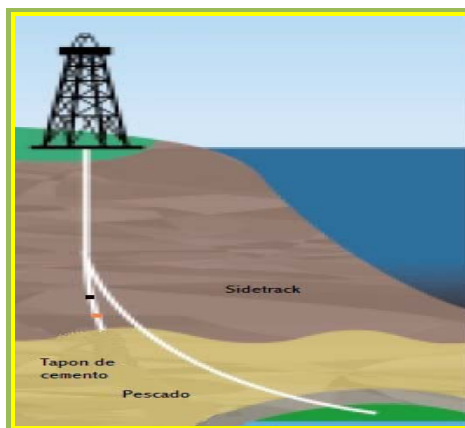
Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.4.4. Desviación (Sidetrack). Se realizan al presentarse una obstrucción (pescados) como resultado de una pega de tubería (Fig 2.12). Cuando no se tiene solución de estos inconvenientes, resulta más económico hacer una desviación en la trayectoria original, que abandonar el pozo. Para empezar con dicha operación se coloca un tapón de cemento encima de la obstrucción y así una nueva sección de hueco es perforada continuando hacia el objetivo planeado. También se puede utilizar como un plan de contingencia cuando el pozo perforado sale seco.

2.4.5. Locaciones inaccesibles. Algunos yacimientos están localizados en lugares donde perforar pozos verticales es inadecuado debido a la presencia de obstáculos naturales como lagos, ríos, montañas o infraestructuras hechas por el hombre, por esta razón se hace necesario la aplicación de la perforación direccional desde una superficie localizada fuera del área restringida (Fig 2.13).

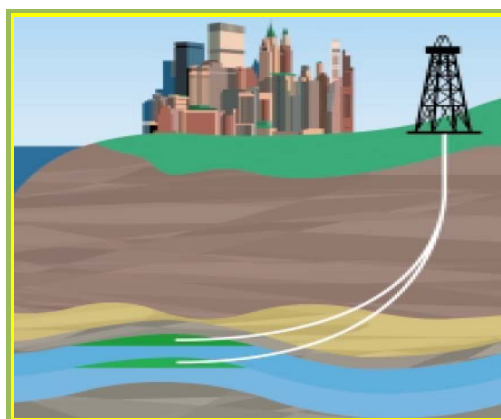
2.4.6. Falla geológica. Los pozos direccionales son también perforados para evitar la perforación de un pozo vertical a través de un plano de falla altamente inclinado, el cual podría deslizarse y cortar el casing o tubería de revestimiento (Fig 2.14).

Figura 2.12. Desviación (Sidetrack).



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

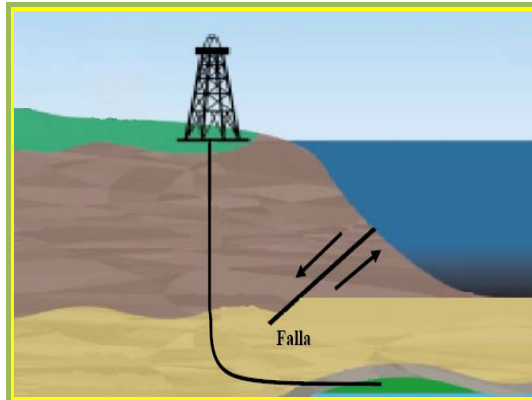
Figura 2.13. Locaciones inaccesibles.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

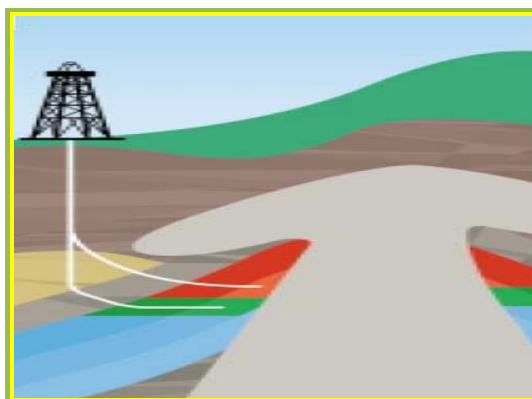
2.4.7. Perforación de domos salinos. Los yacimientos de hidrocarburos son a menudo asociados con estructuras salinas, parte del domo de sal puede estar encima del yacimiento así que la perforación de un pozo vertical involucrará problemas como corrosión, lavados, pérdida de circulación, entre otros, en este caso la perforación direccional se emplea para llegar a la zona de interés sin atravesar el domo, es decir desviando el pozo alrededor de éste, evitando así los problemas descritos. (Fig 2.15)

Figura 2.14. Falla geológica.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

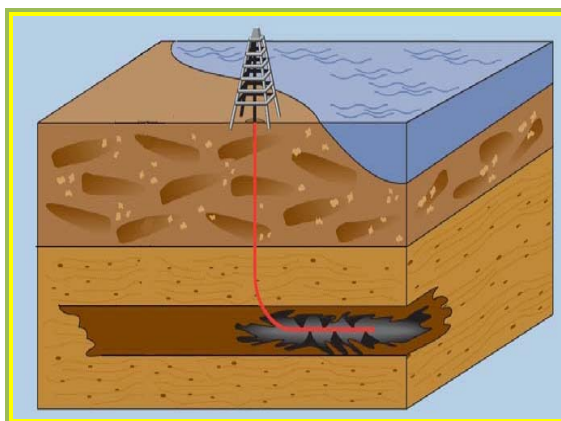
Figura 2.15. Perforación de domos salinos.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.4.8. Perforación pozos horizontales. La principal razón para emplear la perforación horizontal es que el beneficio económico obtenido mediante esta técnica es superior al logrado por medios convencionales (Fig 2.16). Los pozos horizontales son más costosos operacionalmente que sus equivalentes verticales; sin embargo, el aumento en la tasa de producción y recobro que proporcionan, compensa estos sobrecostos, representando un desarrollo más optimo para el campo.

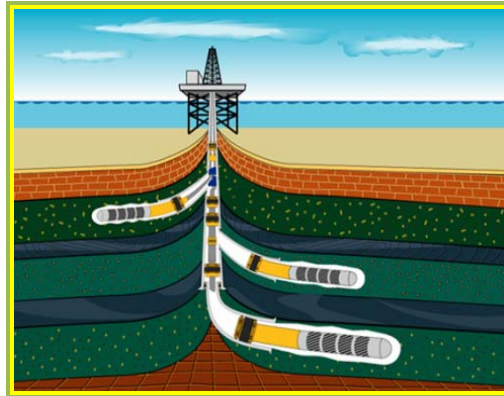
Figura 2.16. Perforación de pozos horizontales.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.4.9. Perforación multilateral. Los pozos multilaterales usan drenajes horizontales múltiples desde un pozo primario para reducir el número de pozos necesarios para drenar el reservorio, requieren pocos cabezales, reduciendo el costo de las terminaciones submarinas y las operaciones de enlace (Fig 2.17). Las secciones laterales múltiples perforadas desde un pozo ofrecen soluciones económicas para mejorar la recuperación. Al explotar un solo pozo, la perforación multilateral baja los costos de la construcción del pozo y el equipo de la superficie. Los multilaterales son ventajosos en las aplicaciones de reentrada y en los nuevos pozos. Pueden mejorar el drenaje de los reservorios al exponer mucho más de la formación al pozo. También pueden interceptar numerosos sistemas de fractura y drenar los reservorios múltiples.

Figura 2.17. Perforación multilateral.



Fuente: Modificado de Artículo Baker Hughes Integ.

2.5. PERFILES O TRAYECTORIA DE POZOS DIRECCIONALES

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

- Vertical
- Tipo S
- Tipo J (Slant)
- Pozo Tipo 3 (J profunda).
- Horizontal

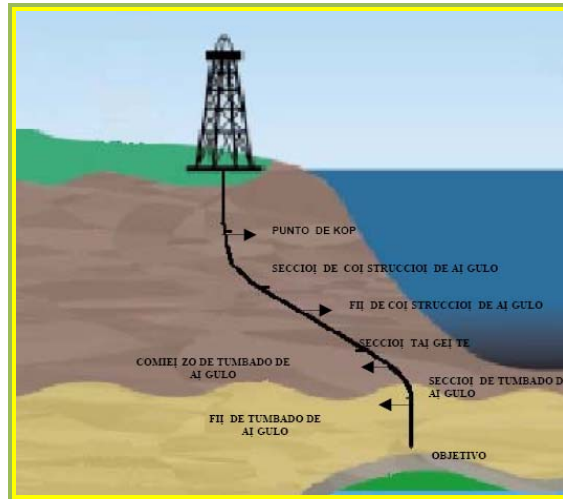
2.5.1. Perfil Vertical. El perfil de los pozos verticales no requiere un riguroso plan de control de desviación. Normalmente, es suficiente un control de inclinación cada 500 pies o cuando las condiciones operativas lo permitan. El perfil de un pozo vertical o convencional no es idealmente vertical pero,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

2.5.2. Perfil tipo S. Los pozos con perfil tipo **S**, constan de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de caída de ángulo. Existen varias aplicaciones de este tipo de pozos que serán descritas más adelante. Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo “S” será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. Este modelo se aplica en zonas de interés reduciendo el ángulo al final del pozo para alcanzar el objetivo específico. Tiene como principales características las de tener un K.O.P, una sección del levantamiento del ángulo, una sección tangente y una última sección donde se tumba el ángulo (Fig 2.18).

El pozo de configuración en “S” o “S Modificada” se utiliza cuando se requiere atravesar de manera vertical los intervalos productores de un yacimiento, ya que se construye esta configuración en tres intervalos:

- Al inicio se incrementa el ángulo de 0° al deseado.
- Se mantiene el ángulo y rumbo.
- Decremento de ángulo 0° (en tipo “S”) y decremento y mantiene un ángulo menor al que se construyo hasta alcanzar el objetivo (“S Modificada”).

Figura 2.18. Pozo tipo S.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.5.3. Perfil tipo J (Slant). Los pozos con perfil tipo **J**, constan de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo. De manera similar a los pozos tipos **S**, estos pozos tienen múltiples aplicaciones que serán tratadas más adelante. Desde el punto de vista de producción, la producción de un pozo desviado tipo “J” será similar a la producción de un pozo vertical ubicado en el mismo yacimiento. Su principal característica es el cambio de dirección “Kick-Off-Point” (KOP), seguido por una sección de construcción del ángulo la cual puede tener varias tasas de levantamiento y además, al final del tramo, una sección tangente. Bajo condiciones normales la inclinación se encuentra dentro del rango de 15° a 55° . Este modelo se utiliza comúnmente en pozos profundos con grandes desplazamientos horizontales o en pozos con profundidades y desplazamientos moderados (Fig 2.19).

El inicio de desviación se comienza lo más bajo posible de la superficie, alcanzando el ángulo máximo en la cima del objetivo, esta configuración es

especialmente apropiada para situaciones tales como. Atravesar fallas o domos salinos.

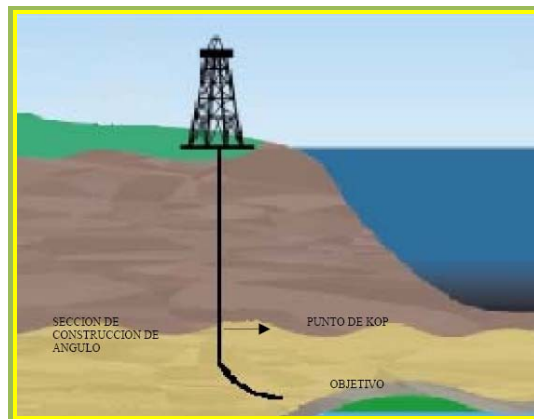
Figura 2.19. Pozo tipo 1 (J).



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.5.4. Pozo Tipo 3 (J profunda). Este modelo se basa en tener un K.O.P, una sección de levantamiento de ángulo y cambio de dirección, y como opcional, una sección corta tangente. Su principal aplicabilidad es para limitar la extensión de un nuevo yacimiento o para realizar pequeñas desviaciones en el fondo del pozo. En formaciones muy duras es difícil obtener una deflexión inicial, lo mismo para obtener la orientación de la herramienta debido a que el torque a utilizar es muy alto (Fig 2.20).

Figura 2.20. Pozo tipo 3 (J Profunda).



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.5.5. Perfil horizontal. Los pozos con perfil horizontal en general constan de una sección vertical, una primera sección de construcción, una sección tangente, una segunda sección de construcción y la sección horizontal dentro del yacimiento principal u objetivo. La sección horizontal es perforada con un ángulo alrededor de 90 grados dentro de una ventana de navegación previamente definida en el plan direccional. La producción de un pozo horizontal debería ser por lo menos tres veces la producción de un pozo vertical para justificar su inversión. La figura 1d muestra el perfil de este tipo de pozo.

2.5.6. Consideraciones para la selección del tipo de trayectoria. Los parámetros necesarios para la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en que se realiza la perforación. De esta zona se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores. Realizando un análisis de esta información, se debe considerar los siguientes factores:

2.5.6.1. Localización del equipo. La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar.

Se deberá aprovechar en la medida de lo posible la tendencia que presentan determinadas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo durante la perforación.

2.5.6.2. Profundidad vertical del objetivo. Este dato no es posible modificarlo, ya que es función de la profanidad a la cual se encuentra la estructura productora.

2.5.6.3. Desplazamiento horizontal al objetivo. Este valor es función de la localización superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto se considera como un dato fijo.

2.5.6.4. Profundidad de inicio de desviación (KOP). Este dato debe obtenerse considerando las características de las formaciones a perforar, se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves. Puede considerarse que la profundidad de KOP y la velocidad de incremento de ángulo darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

2.5.6.5. Velocidad de incremento de ángulo. Este valor nos determina la longitud a perforar para alcanzar el ángulo requerido para el proyecto, la velocidad de construcción dependerá del programa de tuberías de revestimiento así como del desplazamiento y profundidad vertical del objetivo.

2.5.6.6. Ángulo máximo. En el diseño direccional del ángulo máximo es un factor importante para estimar el tiempo de intervención y contemplar un programa de contingencia, que nos permita optimizar las operaciones. En algunos casos existe un comportamiento especial dependiendo del ángulo máximo que se alcance, por ejemplo: Perforar direccionalmente con ángulos menores de 17°, presenta variación constante de la dirección del pozo, lo que repercute en estar corrigiendo

casi toda la trayectoria del pozo a perforar, con ángulos entre 18° a 33° , su comportamiento es muy estable, son fáciles de mantener sin variación suave. Perforar direccionalmente con ángulos mayores de 33° , a medida que el ángulo aumenta, presenta problemas de arrastre y de una limpieza deficiente, que mal tratados pueden ocasionar problemas mecánicos.

2.5.6.7. Diámetro del pozo. El diámetro del pozo y consecuentemente el programa de tuberías de revestimiento son parámetros que dependen principalmente de la profundidad del objetivo, de las características de las formaciones a perforar. En pozos profundos de 14000 ft, se usan brocas de 12" ó Bicéntricas de 10 5/8 x 12", con fluidos de perforación hasta de 0.5 lb/gal, allí se presentan problemas de avances en los inicios de desviación con estos diámetros de hueco, debido a que son los intervalos en donde se desliza mas pies.

2.5.6.8. Asentamiento de tubería de revestimiento. El diseño de un pozo direccional debe considerar como mínimo que las tuberías de revestimiento se encuentran 80 pies arriba del inicio de desviación y de 80 a 164 pies debajo de haber alcanzado el ángulo máximo, esta consideración nos evita posibles problemas de desprendimientos de zapatas.

2.5.6.9. Cilindro de control. Es el radio de control que se lleva durante la perforación de un pozo, normalmente está influenciado por las profundidades a perforar así como por la capacidad del yacimiento, normalmente se manejan radios de 25 metros. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

2.5.6.10. Consideraciones anticolidión. La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, lo cual hoy día no es condición de plataformas marinas, ya que como se comento se tienen proyectos de localizaciones donde no solo se hacen varios

pozos desde una misma localización sino que inclusive con dos equipos perforando simultáneamente en la misma localización (macro peras) donde se tienen ya perforados y produciendo. La planeación anticolidión comienza con la toma de registros de desviación exactos del pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización (macro pera) o plataforma. Los registros y los programas se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas comúnmente llamados “arañas” muestran las proyecciones horizontales de cada pozo (conductor). Estas arañas generalmente están construidas a una escala pequeña para proporcionar una vista general del campo, aunque también pueden construirse a una escala mayor para permitir realizar análisis detallados de una parte específica del campo. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

2.6. CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS SEGÚN SU TASA DE CONSTRUCCIÓN

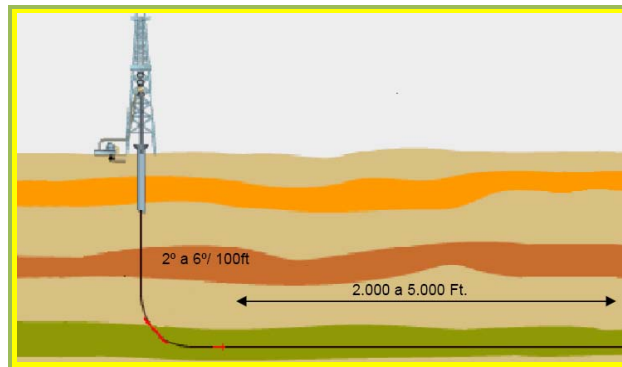
Según su tasa de construcción los pozos direccionales se clasifica en:

2.6.1. Pozos de radio largo. Este pozo es perforado usando herramientas convencionales de perforación direccional. Este perfil está caracterizado por tener tasas de construcción de ángulo entre 2° a 6° por cada 100 pies perforados, formando un radio de curvatura de 3000 a 1000 pies (Fig 2.21). Se han perforado secciones horizontales de hasta 5000/pies. Las ventajas de este sistema son:

- Secciones laterales más largas.
- Alta posibilidad de construcción de laterales.

- Bajos ángulos de desviación.
- Facilidad en el corazonamiento y la toma de registros.

Figura 2.21. Pozos de radio largo.

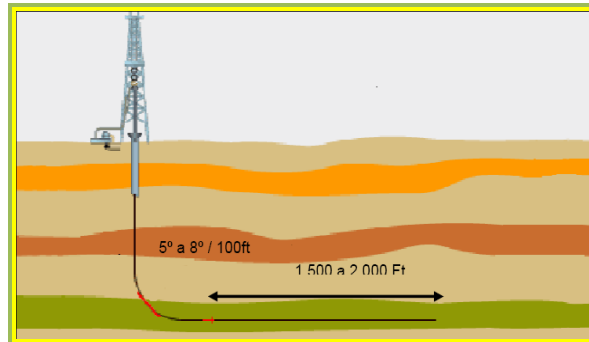


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.6.2. Pozos de radio medio. Los pozos perforados bajo este perfil tienen una tasa de construcción de 8° a 50° por cada 100 pies perforados, con radios de 700 a 125 pies y secciones laterales de hasta 2000 pies de desplazamiento. Este sistema puede ser aplicado en mar adentro para pozos nuevos y en operaciones re-entrada, de esta forma resolviendo problemas de conificación de agua y gas y/o aumentando la producción en yacimientos naturalmente fracturados. Las ventajas de este sistema son:

- Puntos de control cercano a la estructura.
- Mayor control sobre la trayectoria del pozo.
- Tasas de construcción más estables.
- Facilidad en toma de registros.

Figura 2.22. Pozos de radio medio.

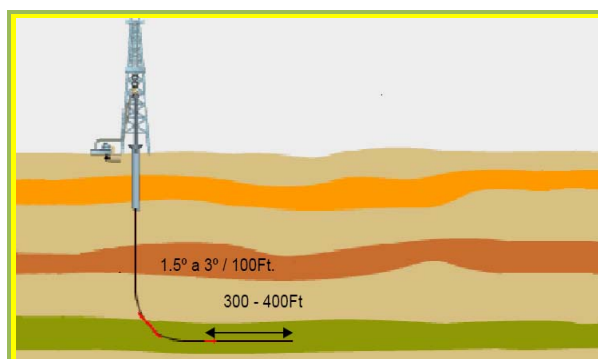


Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.6.3. Pozos de radio corto. Tiene curvas de 1.5° a 3° por cada 100 pies perforados y se alcanzan radios desde 40 a 20 pies en los casos más extremos. Las aplicaciones de los pozos de radio corto son escasas y se hacen con motores y MWD articulados usualmente para pozos tipo re-entrada evitando zonas superiores problemáticas en pozos someros. Las ventajas de este sistema son:

- Es aplicable para operaciones de reacondicionamiento.
- Fácil re-entrada en pozos existentes.
- Aplicable para extensión de terreno limitada.

Figura 2.23. Pozos de radio corto.



Fuente: Artículo Oilfield Review. 2000.

2.7. PLANEACIÓN DEL PROYECTO DIRECCIONAL

El primer paso en la planeación de cualquier proyecto direccional es diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar el objetivo puesto. El diseño inicial debe proponer los diferentes tipos de trayectoria que pueden ser perforados económicamente. El segundo o diseño final debe incluir los efectos de las condiciones geológicas sobre los aparejos de fondo que serán utilizados y otros factores que pudieran influenciar la trayectoria del pozo, por lo tanto, podemos decir que la selección del tipo de trayectoria dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Deslizamiento al objetivo.

La planeación direccional al igual que el resto de subplanes son preparados y presentados previo al arranque de la perforación. Básicamente los datos direccionales propuestos son los siguientes:

- Información direccional presentada por la compañía direccional.
- Perfil o trayectoria del pozo.

Esta información es preparada en las oficinas de la Compañía de servicio direccional en coordinación directa y continúa con ingenieros de la Compañía operadora.

2.7.1. Técnicos direccionales. Los técnicos representantes de la compañía direccional encargados de la ejecución del trabajo direccional son dos ingenieros direccionales y dos ingenieros MWD que trabajan turnos de 12 horas diarias por 28 días ininterrumpidos. El ingeniero direccional tiene la responsabilidad de preparar los BHA's que serán corridos en el pozo, dirigir y ejecutar las operaciones para conseguir la inclinación y el rumbo del pozo de acuerdo al plan direccional planeado. Los ingenieros MWD deben preparar las herramientas MWD que serán corridas en el pozo y son los responsables de recibir y procesar la información enviada por las herramientas de fondo. Una vez obtenida la información direccional completa debe entregarla al ingeniero direccional, quien de acuerdo a los datos obtenidos, continuará con la perforación o realizará los ajustes necesarios para continuar de acuerdo al plan.

Todos los resultados obtenidos deben ser presentados al representante de la Compañía (Companyman) y de no existir novedades importantes se continuará con el plan establecido.

A continuación se presenta una hipotética propuesta general presentada por la compañía direccional que servirá de guía para ejecutar el trabajo en el campo.

2.7.1.2. Programa direccional

- Objetivo.
- Datos de planeamiento del pozo.
- Programa de survey.
- Personal direccional y directivo.
- Plan de perforación general.
- Perfil del pozo.
- Reporte anticolidión.

- Ensamblajes de fondo de pozo.
- Torque y arrastre.
- Especificaciones de herramientas.

2.7.1.2.1. Objetivo. Definición del nombre, tipo de pozo desde el punto de vista direccional, y yacimientos a ser perforado estableciendo el orden de importancia.

2.7.1.2.2. Datos de planeamiento del pozo. Dentro de la información a presentarse se establece lo siguiente:

- Coordenadas superficiales y del objetivo principal.
- Elevación del terreno sobre el nivel del mar.
- Elevación de la mesa rotaria.
- Perfil, tasas de construcción, caída y mantenimiento de ángulo de las diferentes secciones del pozo.
- Descripción del objetivo, profundidad medida, profundidad vertical verdadera, radio de tolerancia permitida.

2.7.1.2.3. Programa de survey. Definición de intervalos y herramientas MWD que serán usadas durante la perforación, así como la frecuencia de toma de datos direccionales.

2.7.1.2.4. Personal direccional y directivo. El plan debe presentar el organigrama del personal técnico y directivos del campo, puesto que una buena comunicación es clave en el éxito del proyecto.

2.7.1.2.5. Plan de perforación General. El plan de perforación general establece de manera concisa la finalidad de cada uno de los ensamblajes de fondo (BHA) a ser usados. Esto es, rata de construcción a generarse, rumbo del pozo, profundidad medida y profundidad vertical verdadera. Por otra parte, establecer los intervalos de mantenimiento de ángulo; rata de caída de ángulo, profundidad medida, profundidad vertical verdadera. Finalmente, el ensamblaje para mantener el pozo vertical. Esto, es un caso muy específico para un pozo tipo “S” que arranca vertical, genera el desplazamiento horizontal y finalmente termina vertical. De manera similar debe establecerse el plan general de perforación para cualquiera de los otros tipos de pozos direccionales. Este plan general podría ser modificado de acuerdo a las condiciones operativas y requerimientos del pozo.

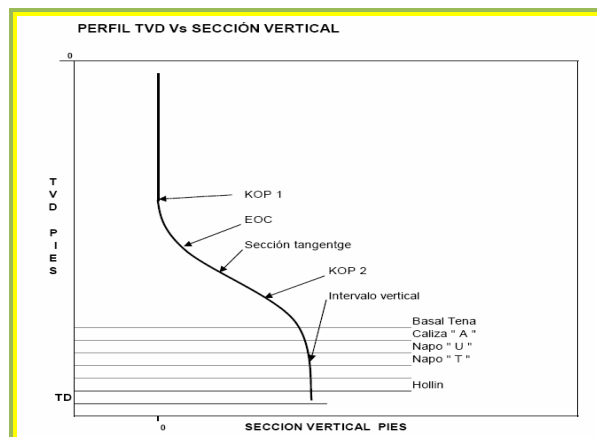
2.7.1.2.6. Perfil Vertical del pozo. El perfil del pozo comprende el plan direccional propuesto del pozo. Esto es, la hoja guía donde quedan definidos: Los puntos de desvío (KOP), inclinación y rumbo del pozo, profundidad medida (MD), profundidad vertical verdadera (TVD), sección vertical (VS), coordenadas rectangulares (N/S, E/W), patas de perro severa (DLS), entre otros. Normalmente, esta información es presentada cada 100 pies.

En base a la información anterior se genera el perfil de Profundidad Vertical Verdadera (TVD) Vs Sección Vertical (VS) en el cual se ratifican los puntos de asentamiento de las diversas secciones de tubería de revestimiento a ser corridas. También se resaltan los puntos de desvío (KOP), punto de fin de construcción, intervalo de mantenimiento de ángulo, punto de inicio de caída de ángulo; y finalmente, el punto de profundidad total (TD). Los topes y bases de los objetivos tomados de la prognosis del pozo deben ser resaltados también.

La vista en planta del pozo propuesto también puede ser generada a partir de la información anterior. La vista permite apreciar el origen del pozo, el rumbo en

función de las coordenadas geográficas conforme el pozo va avanzando. Al extremo del punto de arranque se encuentra el objetivo del pozo dentro de un radio de tolerancia establecido (Fig 2.24).

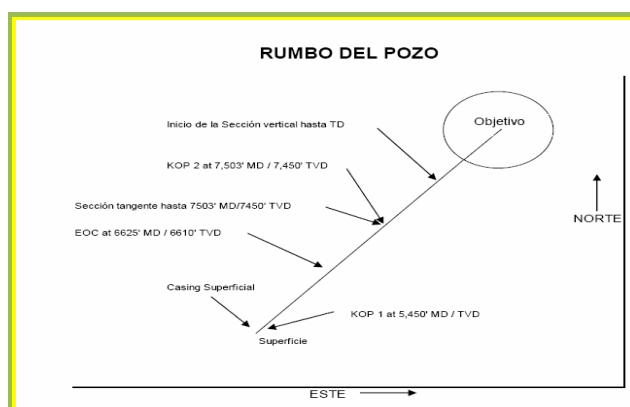
Figura 2.24. Perfil Vertical de un pozo.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

Cuando existen varios pozos en una misma plataforma, es importante contar con un diagrama que muestre la ubicación de los pozos y sus vistas de planta para ayudar a visualizar la distribución de los pozos.

Figura 2.25. Rumbo de un pozo.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

2.7.1.2.7. Reporte anticolidión. Es importante establecer los procedimientos y estándares a seguir durante la perforación del pozo, se mencionó que el pozo propuesto estará dentro de un área en la cual ya existen pozos productores de petróleo. Por lo tanto, existe el riesgo de colisionar con un pozo productor. Para estar prevenidos y conocer las separaciones que existen entre cada uno de los pozos existentes y el pozo propuesto, es necesario contar con un reporte anticolidión. En la figura 2.26, se muestra la separación entre un pozo existente y un pozo propuesto.

De manera general y referencial podría considerarse la siguiente ecuación para la determinación del factor de seguridad.

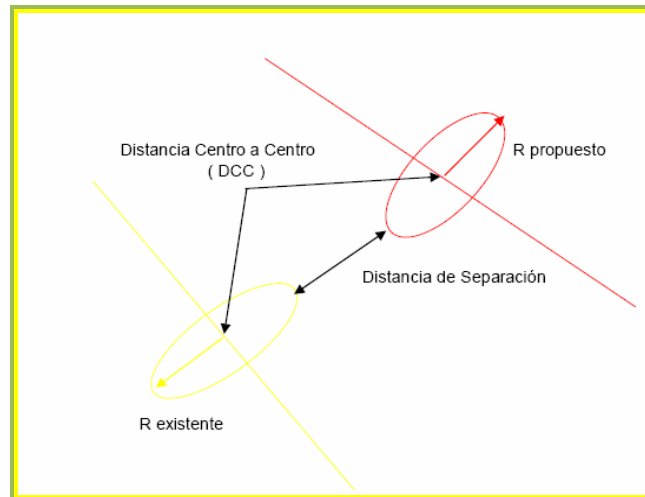
$$SF = CCD / (\text{Max R existente} + \text{Max R propuesto})$$

Cada compañía de servicio direccional tiene sus políticas anticolidión, en cuanto al factor de seguridad, éste podría ser usado de la siguiente manera: cuando $SF > 1.5$ se puede perforar sin riesgo de colisión; cuando $1.0 < SF < 1.5$ el ingeniero direccional tiene que parar la perforación y comunicar inmediatamente al cliente (Companyman) y a las oficinas de los directivos de la Compañía Direccional y discutir la situación para prevenir una colisión.

2.7.1.2.8. Ensamblajes de fondo de pozo (BHA). La perforación del pozo será desarrollada en varias etapas. Para cada una de estas etapas será necesario contar con los ensamblajes de fondo correspondientes. El diseño de estos ensamblajes dependerá lógicamente del tipo de pozo, de las tasas de construcción de ángulo a generarse, tipos de formaciones a perforar, etc. Cuando se planea perforar un pozo direccional, hay que poner bastante énfasis en el tipo de herramienta que permitirá generar la desviación. Aunque existen varias herramientas que ayudan a cumplir este propósito, en esta ocasión se hará mayor

mención a los motores de lodo (Mud motor) puesto que han sido los más usados hasta el momento.

Figura 2.26. Separación entre pozo propuesto y existente.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

La siguiente lista muestra un ensamblaje propuesto para perforar la sección de 12 ¼”.

BHA de 12 ¼”

- Broca PDC de 12 ¼”
- Float sub 8”
- Estabilizador de 12 1/8”
- 4 juntas de Drill Collar de 8”
- Crossover de 7 ¾” x 6 1/8”
- 7 juntas de HWDP de 5”
- Martillo Hidráulico de 6 ¾”
- 10 juntas de HWDP de 5”
- xx juntas de DP de 5” hasta superficie

2.7.1.2.9. Herramientas para medir la trayectoria durante la perforación (MWD). Los dos sistemas MWD más comunes son los Sistemas de transmisión Presión-Pulso y Presión-Pulso modulado. Los sistemas Presión-Pulso pueden ser subdivididos en sistemas Presión-Pulso Positivo y Negativo. En superficie, las señales son recibidas por un transductor de presión y transmitida a una computadora que procesa y convierte la información a inclinación, dirección y ángulo tool face. Esta información es transmitida a un terminal que la imprime y a un display ubicado en la mesa rotaria.

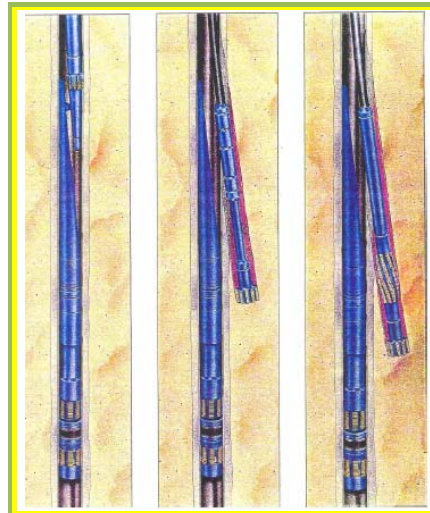
La mayoría de paquetes de sensores usados en la herramienta MWD consisten de tres inclinómetros (acelerómetros) y tres magnetómetros.

2.7.1.2.10. Herramientas deflectoras. Ya se explicó cómo hacer un cambio de trayectoria controlado. Si un whipstock, motor de lodo, o broca con jet deflector, los principios para determinar el cambio de ángulo total, pata de perro severa, nuevos ángulo de inclinación y dirección, y posición del tool face son para todos los mismos. Una vez que una trayectoria es definida, hay varias maneras de implementarla. Una puede usar un motor de desplazamiento positivo (PDM) con un bent sub o bent housing y brocas regulares o brocas de diamantes o diamantes policristalinos, En vez de un PDM, una turbina puede ser usada con un bent sub o un estabilizador excéntrico. Un whipstock o una broca con chorro deflector pueden también ser usados. La herramienta whipstock puede ser usada tanto en hueco abierto como en huecos revestidos. Los propósitos son similares y puesto que el uso más común es en huecos revestidos su procedimiento general es como sigue:

2.7.1.2.10.1. Whipstock en casing. Un packer permanente con un pata de mula para fijar la orientación es corrido al KOP deseado. Una vez que el packer es asentado, un mill abridor recuperable es bajado con el wipstock. El ensamblaje del

whipstock es asegurado en el packer, se aplica peso para liberar el mill abridor y éste comience a cortar el casing y luego es sacado del pozo. Un mill desviador o una broca de diamante reemplazará al mill abridor. La fuerza del whipstock desvía la broca a un lado del casing, haciendo una ventana de 8 a 12 pies. Una vez fuera del casing, la misma broca perfora un hueco piloto. Luego la broca es reemplazada con un taper mill y un watermelon para abrir una ventana suficientemente grande para acomodar un BHA convencional. Después que la ventana está formada el taper mill es reemplazado por una broca convencional una broca de arrastre. La figura 2.27, muestra el proceso antes descrito.

Figura 2.27. Procedimiento de desvío del pozo usando el whipstock.



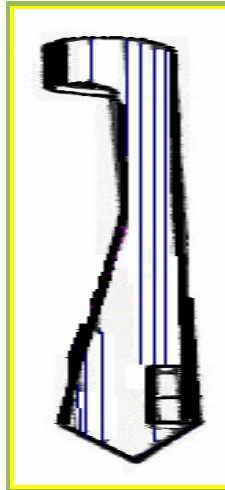
Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

Existen tres clases de cuñas para realizar la desviación. La estándar removible, la cuña de circulación y la cuña permanente de revestimiento.

2.7.1.2.10.2. Cuña estándar removible. Es usada principalmente para desviar pozos pero también es utilizada para hacer “desviación forzada” (Fig 2.28). Consiste en una cuña de acero invertida que es cóncava en uno de sus lados con

el fin de guiar la sarta de perforación, que consiste de una broca, un estabilizador en espiral y un dispositivo de orientación que está rígidamente sujeto a la cuña por medio de un pin de corte. La mayor desventaja de estas cuñas estándar removibles es el número de viajes que se deben realizar, también pueden producir patas de perro severas. Por otra parte, la mayor ventaja es la simplicidad de la herramienta y por consiguiente su fácil mantenimiento, al mismo tiempo no presenta limitaciones en cuanto a niveles de temperatura de operación.

Figura 2.28. Cuña estándar removible.



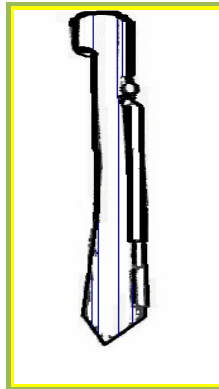
Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

2.7.1.2.10.3. Cuña de circulación. La cuña de circulación es bajada y sentada como una cuña estándar, sin embargo, esta clase de cuñas permite que el lodo de perforación fluya a través de un conducto hacia el fondo de la cuña, lo cual produce una limpieza más efectiva del fondo del hueco. (Fig 2.29).

2.7.1.2.10.4. Cuña permanente. Esta cuña está diseñada para ser colocada dentro del hueco permanentemente. Es usada cuando se hace el corte de una ventana o parte del revestimiento con el fin de realizar una desviación forzada (Fig

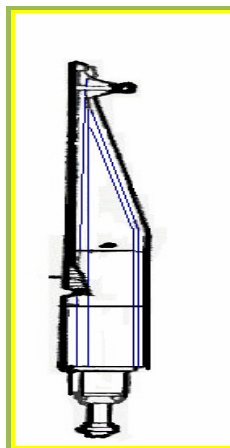
2.30). La ventaja de usar ésta clase de cuñas es el ahorro de tiempo en la operación, por otra parte la principal desventaja es que puede producir patas de perro severas. No son recomendables si se desea perforar una distancia considerable por debajo de la desviación forzada, debido a que pueden ocurrir problemas cuando se desea pasar estabilizadores a través de la ventana de revestimiento.

Figura 2.29. Cuña de circulación.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

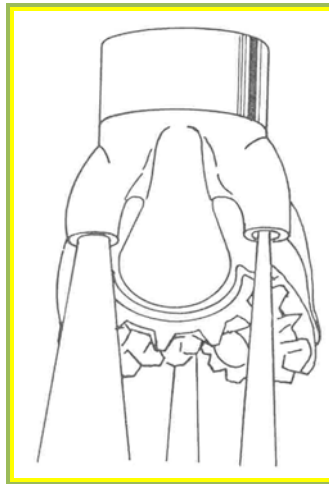
Figura 2.30. Cuña permanente.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

2.7.1.2.10.5. Brocas Deflectoras de pozo. Otro medio efectivo para cambiar la trayectoria del pozo es usar una broca con un jet de mayor tamaño orientada al **tool face** deseado (Fig 2.31). La pata de mula es orientada en la misma línea del jet deflector. El chorro con la energía hidráulica del fluido de perforación erosiona y produce un bolsillo en el fondo del pozo. El ensamblaje es avanzado sin rotación por una distancia de 3 a 6 pies. La rotación es iniciada y se perfora hasta conseguir un intervalo de 20 a 25 pies, en ese punto un survey es tomado para evaluar la acción del jet en el último intervalo. Si mayor cambio de trayectoria es requerido, el ensamblaje con el jet deflector es orientado de nuevo, y la secuencia es repetida. Este procedimiento es continuado hasta que el cambio de trayectoria deseado es alcanzado. La figura 2.31, muestra una típica operación con jet deflector.

Figura 2.31. Broca con jet deflector.



Fuente: Curso de perforación direccional. Weatherford.

El aspecto geológico es el más importante donde la broca con jet deflector pueda ser usado; lo siguiente en importancia es la cantidad de energía hidráulica disponible para el jet. En arenas no consolidadas y algunos tipos de rocas muy suaves puede ser aplicada esta técnica con algún grado de éxito. Rocas

demasiado suaves se erosionan mucho, haciendo difícil conseguir la dirección deseada. La principal ventaja de esta técnica es que el mismo BHA usado para cambiar la trayectoria puede ser usado para continuar la perforación.

2.7.1.2.10.6. Rebel tool. Esta herramienta fue inicialmente usada para cambiar el azimut del pozo. Por lo general se corre en la selección tangente del pozo, con el fin de corregir la tendencia de la broca de girar hacia la derecha o izquierda. Esta herramienta se corre con un ensamblaje con motor convencional y se sitúa encima de la broca para tener un mejor efecto. El cuerpo de ésta herramienta, es similar a una botella de perforación corta de 8 a 16 pies. A lo largo de ésta botella se observan partes curvas, las cuales hacen que la broca se desvíe hacia una dirección específica. Con ésta herramienta no se requiere de una orientación de la cara de la herramienta (**tool face**), solo basta con realizar cambios en los parámetros de perforación: **WOB, RPM y GPM.**

3. BROCAS DE PERFORACIÓN

La broca de perforación es un elemento cortador usado para perforar pozos de petróleo y gas, la cual perfora la formación a medida que se le hace rotar, aplicándole simultáneamente peso para que sus elementos cortantes vayan cortando y moliendo la roca.

3.1 CLASIFICACIÓN DE BROCAS

Las brocas se pueden clasificar en: Brocas tricónicas y brocas de cortadores fijos.

3.1.1. Brocas Tricónicas

3.1.1.1. Antecedentes. Las patentes de las Brocas Tricónicas datan de antes de 1866. Sin embargo, solamente tres fueron emitidas antes del descubrimiento del Yacimiento de **Splindetop**, cerca de Beaumont Texas, en 1901. En ese lugar se hicieron evidentes las ventajas del proceso de perforación rotatorio, y así fue reemplazando los métodos anteriores. Su aceptación se debe a que es universal, tiene gran versatilidad y por sus buenos resultados en la perforación de pozos petroleros.

Las brocas Tricónicas, como su nombre lo indica, tienen tres conos cortadores que giran sobre su propio eje, fueron introducidos entre 1931 y 1933. Para su construcción fueron empleados cojinetes antifricción y, en vez de tener dientes en línea sobre la longitud de un cono, cada hilera de dientes fue producida separadamente y escalonada con los dientes de las otras hileras. En el año 1948 se realizó la introducción de las brocas Tricónicas con boquillas, las cuales dirigen el fluido de perforación a alta velocidad contra el fondo del pozo para remover y

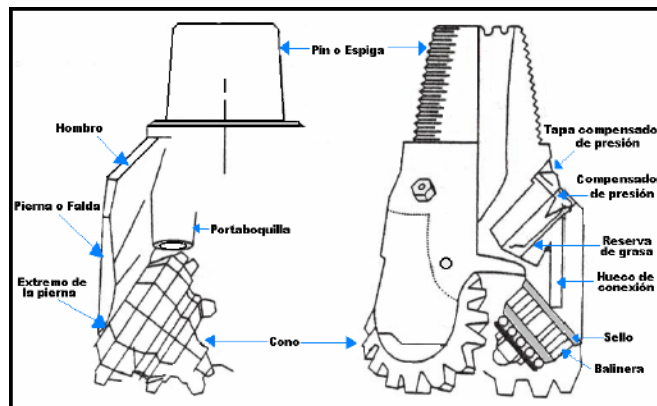
levantar las partículas a medida que la broca afloja el terreno. En el año de 1951, se realizó la tercera modificación, la cual consistió en la aplicación de insertos cilíndricos de carburo de tungsteno redondeados en sus extremos, colocados a presión en agujeros patrones y hechos en los conos para formar la estructura cortadora. Hacia el año 1959 se utilizó la primera Broca Tricónica con cojinete sellado, que funcionaba como un compensador de presión del sistema de auto contenido de lubricación en los cojinetes de rodillos, prolongando considerablemente la vida de la broca. El progreso más espectacular de la época llegó hacia 1969, con la introducción del cojinete de fricción (Chumacera Sellada), el cual logró cuadruplicar la vida de la broca, observándose gran aplicación en Brocas Tricónicas con estructura cortadora de insertos.

3.1.1.2. Principio de las brocas tricónicas. Las brocas tricónicas cuentan con tres conos cortadores que giran sobre su propio eje. Varían de acuerdo con su estructura de corte, y pueden tener dientes de acero fresados o de insertos de carburo de tungsteno. También cambian en función de su sistema de rodamiento que puede tener sello estándar, sello sellado y cojinete de fricción o chumacera, etc.

3.1.1.3. Partes de una Broca Tricónica. Este tipo de brocas tiene tres elementos principales: los cortadores (conos), los cojinetes y el cuerpo (Fig 3.1)

3.1.1.3.1. Cortadores (Conos). Los elementos cortadores son hileras circunferenciales de dientes que sobresalen de cada cono y que entrecasan con las hileras de los dientes de conos adyacentes (Fig 3.2). Estos se fabrican a partir de forjas de acero o de material más duro (carburo de tungsteno), insertándolos en las cavidades de los conos. Su función es la de moler y/o excavar la roca a medida que gira la broca.

Figura 3.1. Partes de una Broca Tricónica.



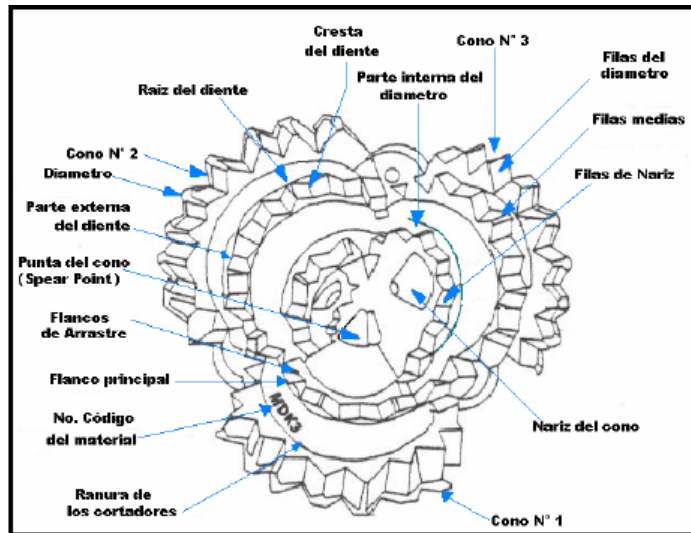
Fuente: Manual de operaciones. ECOPETROL. 1994.

3.1.1.3.2. Cojinetes. Los cojinetes le permiten a los conos girar alrededor del cuerpo de la broca. En brocas de primera calidad son sellados y lubricados para asegurar mayor duración, además carecen de rodillos. Consisten básicamente de una espiga maciza que encaja en la superficie interior de cada cono, son diseñados de tal manera que los elementos de los cojinetes reciben la carga uniformemente, lo que permite usar altas velocidades de rotación y aplicar mayor peso sobre la broca (WOB). La sección transversal de un cojinete se observa en la figura 3.3.

3.1.1.3.3. Cuerpo de la broca. El cuerpo de la broca es fabricado en acero y se le puede colocar un revestimiento más resistente a la erosión.

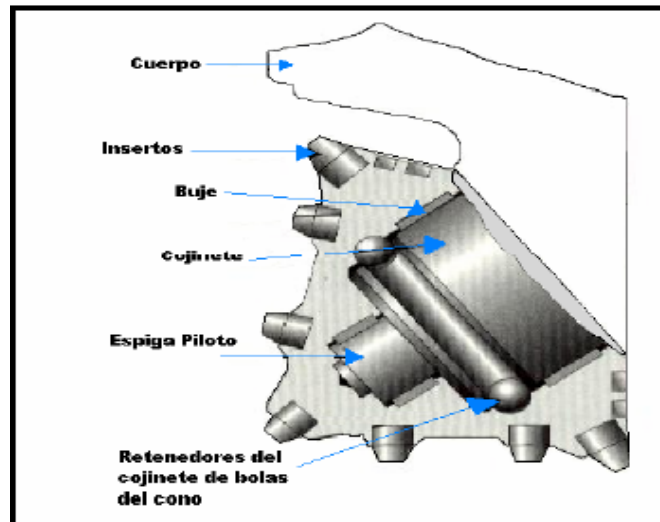
En el extremo de la broca está la espiga o rosca para conectarla a la sarta de perforación. El cuerpo también tiene boquillas situadas entre cono y cono, las cuales descargan el lodo de perforación que limpia y enfría la broca.

Figura 3.2. Partes y número de conos de una Broca Tricónica.



Fuente: Manual de operaciones. ECOPETROL. 1994.

Figura 3.3. Sección Transversal, cojinete de Broca Tricónica.



Fuente: Manual de operaciones. ECOPETROL. 1994.

3.1.1.4. Clasificación IADC para brocas tricónicas. Este sistema de clasificación de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC)¹¹ define cuatro caracteres relacionados con el diseño. Los tres primeros caracteres son numéricos y definidos como: “serie”, “tipo” y “rodamiento-protección al diámetro” y el último es alfabético el cual define las mejoras para la broca. En la tabla 3.1, se muestra la clasificación IADC para brocas de conos.

3.1.1.4.1. Primer Carácter. Este carácter define ocho series que describen las características generales de la formación. Las series uno a tres, se asignan a una broca de dientes, las series cuatro a ocho corresponden a brocas de insertos de carburos de Tungsteno. En cada uno de los grupos anteriores el incremento de la serie equivale a mayor dureza y abrasividad de la formación. Las formaciones blandas pertenecen a la serie uno de dientes y series cuatro y cinco de insertos respectivamente.

3.1.1.4.2. Segundo Carácter. Este carácter define el tipo de estructura de corte, en donde cada serie se divide en cuatro tipos. El tipo 1 y 2 están relacionados con formaciones blandas, mientras que 3 y 4 se relacionan a las formaciones duras.

3.1.1.4.3. Tercer Carácter. Éste tercer carácter define siete categorías de diseño de rodamiento y protección al diámetro, las categorías 8 y 9 están reservadas para usos futuros.

¹¹ Manual de operaciones de perforación. ECOPETROL. 1994.

Tabla 3.1. Clasificación IADC para brocas de conos.

| TIPO DE BROCAS | FORMACIONES | S E R I E S | T I P O S | RODAMIENTO PROTECCIÓN AL DIÁMETRO | | | | | | | MEJORAMIENTOS DISPONIBLES | | | |
|----------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|-------------|-----------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|
| | | | | Rodamiento estándar no sellado (1) | Rodamiento enfriado por aire (2) | Rodamiento sellado y protección al diámetro (3) | Balnera de rodamiento sellado (4) | Balnera de rodamiento sellado y protección al diámetro (5) | Rodamiento sellado con anillos de fricción (6) | Rodamiento sellado con anillos de fricción y protección al diámetro (7) | | | | |
| BROCAS DE DIENTES | Formaciones blandas con baja resistencia compresiva y alta perforabilidad | 1 | 1 | | | | | | | | | | | |
| | | | 2 | | | | | | | | | | | |
| | | | 3 | | | | | | | | | | | |
| | | | 4 | | | | | | | | | A. Perforación aire | | |
| | Formaciones medias a medio duras con alta resistencia compresiva | 2 | 1 | | | | | | | | | | B. Rodamiento sellado especial | |
| | | | 2 | | | | | | | | | | C. Bujilla central | |
| | | | 3 | | | | | | | | | | D. Control de desviación | |
| | | | 4 | | | | | | | | | | E. Bujillas extendidas | |
| | Formaciones duras semibrasivas y abrasivas | 3 | 1 | | | | | | | | | | G. Protección adicional al cuerpo y al diámetro | |
| | | | 2 | | | | | | | | | | H. Perforación horizontal | |
| | | | 3 | | | | | | | | | | | |
| | | | 4 | | | | | | | | | | | |
| BROCAS DE INSERTOS | Formaciones blandas a medias con baja resistencia compresiva | 4 | 1 | | | | | | | | | | y direccional | |
| | | | 2 | | | | | | | | | | J. Bujilla deflectora | |
| | | | 3 | | | | | | | | | | | L. Platinas protectoras |
| | | | 4 | | | | | | | | | | | M. Parámetro de fondo |
| | Formaciones medio duras con alta resistencia a la compresión | 5 | 1 | | | | | | | | | | | S. Broca normal de dientes |
| | | | 2 | | | | | | | | | | | T. Brocas de dos conos |
| | | | 3 | | | | | | | | | | | W. Estructura cortante |
| | | | 4 | | | | | | | | | | | |
| | Formaciones duras semibrasivas y abrasivas | 6 | 1 | | | | | | | | | | | mejorada |
| | | | 2 | | | | | | | | | | | X. Mayoría de insertos biselados |
| | | | 3 | | | | | | | | | | | Y. Insertos cónicos |
| | | | 4 | | | | | | | | | | | |
| Formaciones extremadamente duras y abrasivas | 7 | 1 | | | | | | | | | | | Z. Otra forma de insertos | |
| | | 2 | | | | | | | | | | | | |
| | | 3 | | | | | | | | | | | | |
| | | 4 | | | | | | | | | | | | |

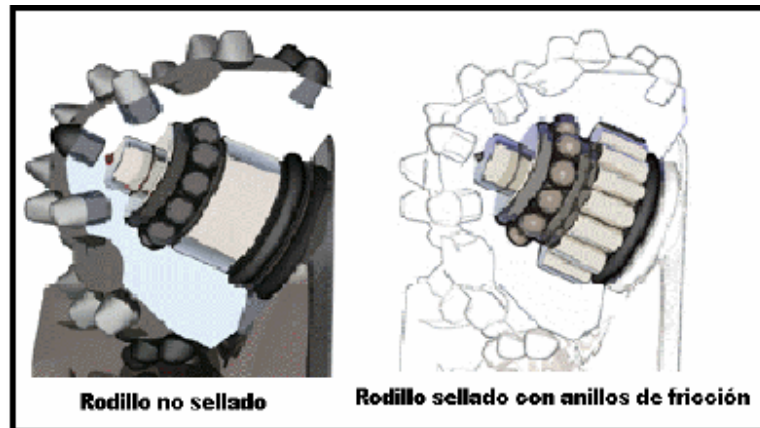
1) Las brocas pueden tener varios mejoramientos pero el cuarto carácter describe el mejoramiento predominante

2) Las brocas están clasificadas sólo por la dureza relativa y perforan efectivamente en otras formaciones

Fuente: Manual de operaciones. ECOPETROL. 1994.

Generalmente hay disponibles cuatro tipos de rodamientos. El primero es el de rodillos no sellado (Fig 3.4) y se le asigna la categoría 1 y 3, el segundo tipo corresponde a rodillos enfriados por aire y le corresponde la categoría 2, el siguiente tipo de rodamiento son los rodillos sellados a los cuales les pertenece la categoría 4 y 5, finalmente las categorías 6 y 7 corresponden a los rodillos sellados con anillos de fricción. Los diseños de Brocas que tienen protección adicional al diámetro en su estructura cortante designan las categorías 3, 5 y 7. El desgaste de los rodamientos es en función del peso sobre la broca y el número total de revoluciones.

Figura 3.4. Rodillo no sellado y sellado con anillos de fricción.



Fuente: Product Catalog. Smith Bits. 2000.

3.1.1.4.4. Cuarto carácter (Distintivos opcionales disponibles). Se usan 16 caracteres alfabéticos para indicar los mejoramientos disponibles en las brocas e incluye mejoramientos disponibles en las estructuras de corte, balineras, configuraciones hidráulicas y cuerpo de la broca.

3.1.1.5. Características operacionales de las brocas tricónicas.

3.1.1.5.1. Acción de corte. La característica principal de las brocas de conos es que estas trituran la roca, lo cual se logra aplicando alto peso sobre la broca para comprimir la formación hasta que falle. Las formaciones blandas son generalmente perforadas por una acción de paleo y arrastre, en conos mas curvos y de alta excentricidad. También se tiene en cuenta que las brocas para formaciones blandas son corridas con menos peso sobre la broca y alta velocidad de rotación. Las formaciones duras son perforadas con brocas de dientes cortos, anchos y menos espaciados, en unos menos curvos y poco excéntricos, utilizan mayor peso sobre la broca y menos revoluciones por minuto (RPM).

3.1.1.5.2. Geometría y cantidad de dientes. Para formaciones blandas la cantidad de dientes disminuye, mientras la altura y agudeza aumenta; por otro lado, en las formaciones duras requieren más dientes en contacto con el fondo del hueco.

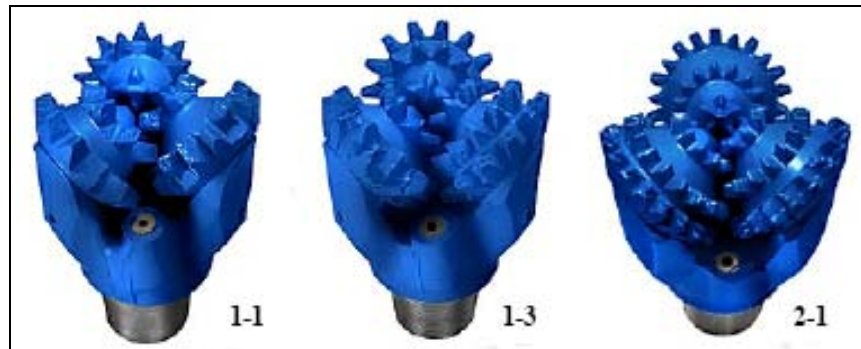
3.1.1.5.3. Diseño y orientación de los conos. Las brocas duras tienen dientes más cortos, es posible incrementar el espesor de los conos y el diámetro del muñón de las balineras con el fin de aumentar la resistencia. Los conos gruesos son más resistentes y permiten mayor área del muñón, por lo tanto puede soportar más carga. El ángulo del muñón de la balinera con respecto al fondo del hueco es reducido en brocas para formaciones blandas e incrementa para formaciones duras.

3.1.1.5.4. Metalurgia de la estructura cortante. Éste parámetro varía de acuerdo con la dureza de la formación. El acero de los dientes es endurecido por una carburización. Un recubrimiento duro es aplicado a los dientes internos en brocas para perforación en formaciones duras, puesto que el material de recubrimientos es frágil para soportar cargas de impacto. Los insertos para formaciones suaves requieren incrementar la dureza para resistir la ruptura de los insertos relativamente largos con un contenido de 16% de cobalto y un promedio de tamaño de grano de 6 micrones. Para formaciones duras los insertos tienen geometría resistente a la ruptura por lo que se convierte la resistencia a la abrasión en el factor más importante, el contenido de cobalto es de 10% y tamaño de grano de 4 micrones.

3.1.1.6. Estilos de brocas tricónicas. Los estilos de las brocas tricónicas dependen de la aplicación para la cual son necesarias; en la figura 3.5, se observan tres brocas, clasificadas de la siguiente manera: Desde 1-1 hasta 1-3,

defino agresividad en la estructura de corte, y 2-1 defino estructura de corte (cantidad y tipo de diente).

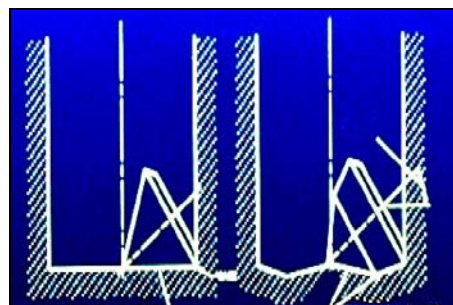
Figura 3.5. Estilos de Brocas Tricónicas.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.7. Perfil de brocas tricónicas. El perfil del cono es otro elemento importante del diseño de una broca. Un perfil plano es más durable, puede generar bajas ROP y es aplicable en formaciones con compresibilidades considerables (40-60 KPSI). Un perfil redondeado es rápido, genera altas ROP y alcanza durabilidades limitadas en la estructura sellante. En la figura 3.6, se observan los perfiles de los conos utilizados en las brocas tricónicas de dientes y de insertos.

Figura 3.6. Perfil de los Conos de una Broca Tricónica de Dientes y de Insertos.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.8. Angulo del cojinete. El ángulo del cojinete determina el espaciamento disponible para cada cono (entre más recto es el ángulo más largo es el cono) y como se pueden distribuir las cargas en la broca (en un ángulo grande se tienen mayores cargas). Un ángulo grande, típicamente de 36° , puede soportar relativamente altas cargas. Una ángulo pequeño, usualmente de 33° , ofrece más espaciamentos en la estructura de corte, pero se utiliza en formaciones suaves en donde los trabajos no son agresivos.

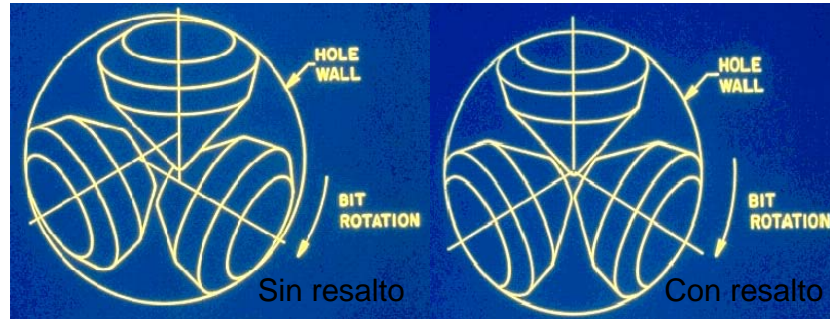
Figura 3.7. Ángulo del Cojinete.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.9. Resalto. Si se trazara una línea recta para cada cono, se buscaría que cada una de ellas finalizara en el centro de la broca. Cada cono tiene un resalto, que depende de la posición que tiene cada cono. Este resalto imparte a que el trabajo de la broca en fondo funciona de manera no proporcional generando deformidad y raspaduras no uniformes a las paredes del pozo. En algunas ocasiones se puede decir que se genera un aumento en la ROP, pero a la vez de beneficiar este fenómeno, contribuye a que los dientes tengan un mayor desgaste en áreas expuestas como el gauge (diámetro), incrementando los riesgos de ruptura del diente y originando en los cojinetes una mayor carga, acelerando su desgaste.

Figura 3.8. Resalto Brocas Tricónicas.



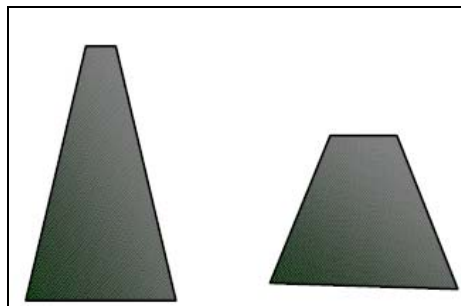
Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.10. Clasificación de brocas tricónicas

3.1.1.10.1. Brocas tricónicas de dientes. Los dientes de las brocas Tricónicas se fresan en un sólido de acero para cada cono. La geometría del diente y del cono puede variar dependiendo de la característica de la broca, para aplicaciones agresivas o suaves. Los aspectos más importantes a tener en cuenta en la aplicación de las brocas tricónicas de dientes son:

3.1.1.10.1.1. Angulo y geometría del diente. Se tienen dos contrastes en los ángulos de los dientes de la broca, diente largo y esbelto, y diente grueso y comparativamente corto (Fig 3.9).

Figura 3.9. Ángulo y longitud del diente.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

En formaciones suaves, el diente vence fácilmente la baja fuerza compresiva de la roca, consiguiendo de esta manera la máxima tasa de penetración posible. El ángulo estrecho del diente facilita esta penetración, y también la longitud del diente, el cual sirve para remover volúmenes grandes de formación. Cuando se ha conseguido perforar la formación venciendo su fuerza compresiva, se dice que se tiene un mecanismo eficiente de acción de corte hacia la formación blanda.

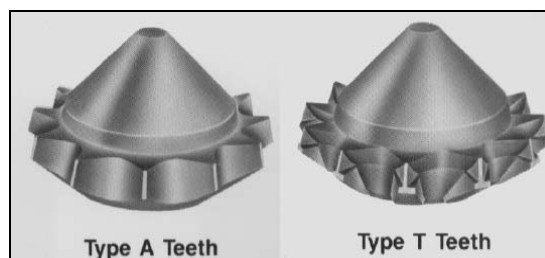
En contraste, la geometría apropiada del diente es una característica muy importante para la aplicación en formaciones duras, porque él, define la durabilidad del diente de acuerdo a la formación. En formaciones duras, se requieren altas cargas sobre el diente para vencer su fuerza compresiva e inducir la roca a fracturas.

3.1.1.10.1.2. Numero de dientes y espaciamento. En formaciones suaves algunas brocas poseen dientes largos generalmente espaciados. En formaciones suaves, el diente puede penetrar fácilmente la roca. La fuerza de desgaste de la roca es baja, y esto requiere comparativamente pequeñas energías para remover los largos volúmenes de roca. Generalmente cuando se usan dientes espaciados largos, cada diente puede remover largos volúmenes de roca. Las formaciones suaves están conformadas por arcillas humectadas con agua, lo cual hace que algunas de estas sean pegajosas. Eso es demasiado fácil para estas estructuras de corte, y por esto se puede generar “embotamiento”. El ancho del espaciamento de los dientes ayuda a reducir este riesgo de embotamiento. Por esta razón, la hilera de dientes de un cono (la interna), tiene espaciamientos adyacentes con el objetivo de limpiar la estructura de corte y evitar el embotamiento de los cortadores.

3.1.1.10.1.3. Forma del diente. La mayoría de las brocas tienen dientes en forma de “A”. Otras alternativas, muestran dientes en forma de “T” (Fig 3.10). En algunos

diseños, estos tipos de dientes definen la característica principal de desgaste. Los dientes están típicamente situados en el área del gauge de la broca, debido a que este sitio está encargado de ocasionar una mayor área de contacto sobre la formación. En algunas ocasiones el acero incrementa la durabilidad en la estructura de corte pero puede incrementar el riesgo de embotamiento.

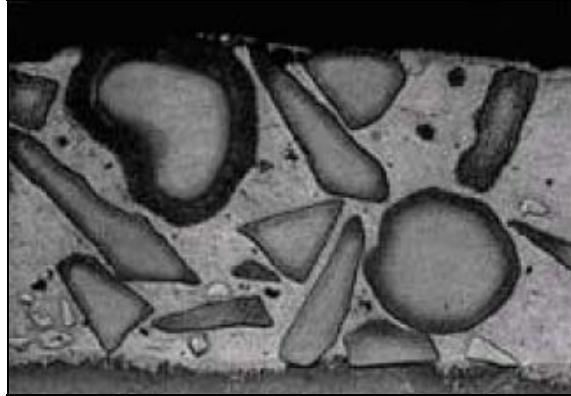
Figura 3.10. Formas de los dientes de las brocas tricónicas.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.10.1.3.1. Dientes de metal duro. Los primeros dientes fresados, eran resistentes al desgaste y estaban hechos de acero para brindarle durabilidad. Estas brocas poseían sellos que no estaban sellados, los cuales brindaban un lapso de vida demasiado corto al cono. La vida de los sellos posteriormente fue mejorada, fabricando gran variedad de de dientes aplicando soldaduras de metales duros pegados en los dientes. Cuando el metal duro se utiliza en la cresta de unos de los flancos del diente, el acero suave que lo compone comúnmente tiende a desgastarse en gran medida. Esto es comúnmente llamado como autoafilado en la parte dura de la cara del cono. Hoy en día, la estructura de los dientes de la broca posee una full cobertura en la parte dura del cono de metal duro que evita la generación de autoafilados en la estructura de corte. Esta práctica, ofrece una gran durabilidad del diente, brindándole mayor vida útil lo que se traduce en un aumento considerable en las ROP.

Figura 3.11. Metal Duro aplicado a los dientes.



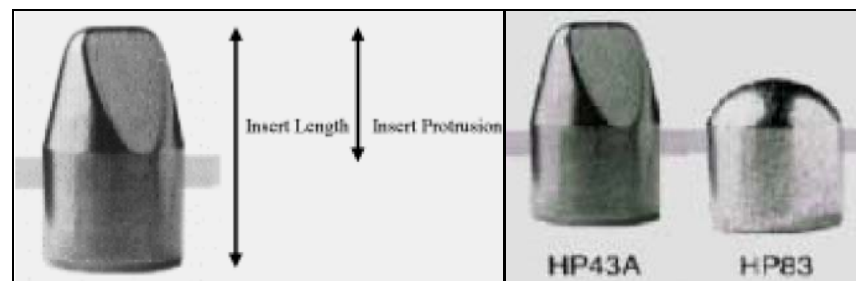
Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Esta (Fig 3.11) es una vista microscópica que ilustra el metal duro en una sección cruzada. Se observan partículas largas de Carburo de Tungsteno incrustados en una matriz suave de acero. Estas partículas de Carburo de Tungsteno, son resistentes al desgaste, pero frágiles; la matriz es suave pero dúctil. Los puntos de cedencia al impacto de la matriz obtenidos gracias a la aplicación del metal duro, no evitan que ella se astille. Debido a que la matriz siempre está expuesta, las partículas de Carburo de Tungsteno pueden brindarle en cierta manera una mayor resistencia al desgaste.

3.1.1.10.2. Brocas tricónicas de inserto. Las brocas de insertos poseen un caparazón de Carburo de Tungsteno que funciona como un protector para evitar el desgaste en aplicaciones agresivas. Al realizar un estudio detallado de cada una de las características más importantes a ser tenidas en cuenta para escoger el perfecto diseño, se tienen en cuenta las mismas propiedades enunciadas para las brocas tricónicas de dientes. Las consideraciones en la geometría de los insertos, al igual que en las brocas tricónicas de insertos son similares, pero no idénticas para cada inserto, debido a que traen un caparazón en su estructura.

3.1.1.10.2.1. Inserto. La longitud del inserto no está directamente asociada a la longitud total del diente y para ello se maneja la medida de protrusion (Fig 3.12). La protrusion del inserto varía dependiendo de la longitud del inserto; comúnmente se usan insertos con una gran variedad de protrusion, como los que maneja la compañía ReedHycalog la cual usa insertos desde 4-3, en su estructura de corte hasta 8-3.

Figura 3.12. Longitud del inserto y Longitud Protrusión.



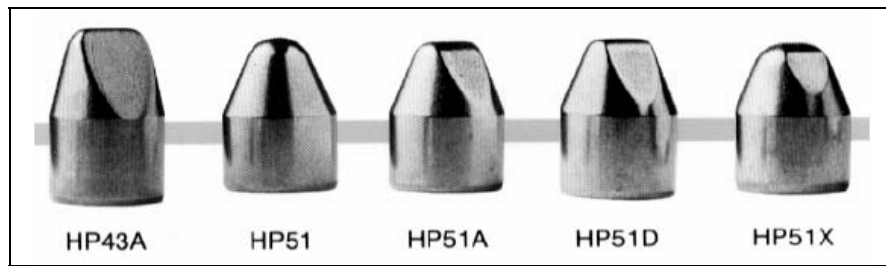
Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.1.10.2.2. Numero de insertos, diámetro y espaciamento. El numero, diámetro y espaciamento de los insertos puede variar dependiendo de la formación que se esté perforando, desde muy suave o suave hasta dura, manejándose el mismo concepto que se tiene para las brocas Tricónicas de dientes. Los insertos agresivos para una broca Tricónica son cortos, con limitada longitud de Protrusion, ideales para que no se introduzcan de una manera significativa dentro de la formación con el objetivo de que no se origine una ruptura en su estructura debido a la fuerza compresiva que tiene la roca.

3.1.1.10.2.3. Forma del inserto. Los insertos agresivos para formaciones suaves están configurados de forma cónica más comúnmente conocido como cincel (Fig 3.13). En formaciones suaves, poco consolidadas, el cincel actúa de manera más

eficiente removiendo pedazos de roca, lo que beneficia en gran medida la tasa de penetración. Algunas veces los insertos cónicos son más durables, porque en sus diseños aplican algunos cambios de curvatura, haciendo que se disminuya la tensión que se puede llegar a originar en los momentos de contacto del inserto con la formación, haciendo que de esta manera se disminuya el riesgo de astillamiento o ruptura en la estructura de corte del inserto.

Figura 3.13. Cinceles más comunes utilizados en las brocas tricónicas de inserto.

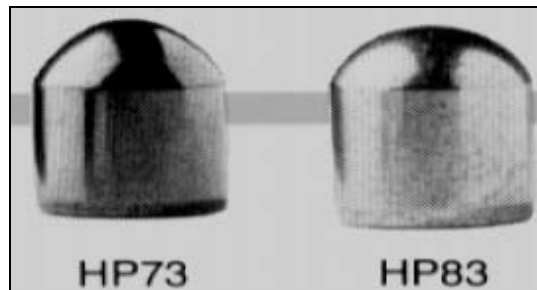


Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

La durabilidad de los insertos de cincel ha sido mejorada a medida que pasa el tiempo con el objetivo de reducir en su estructura la capacidad filosa cambiando el ángulo del cincel recto en las zonas de mayor tensión.

Para brocas agresivas, se reemplazan los cortadores en forma de cincel por insertos en forma cónica (Fig 3.14). Este tipo de insertos están diseñados para perforar solamente formaciones con altas fuerzas compresivas, ejerciendo una acción de corte trituradora sobre la formación debido a que no penetran en mayor magnitud la roca.

Figura 3.14. Insertos cónicos para brocas tricónicas de inserto.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

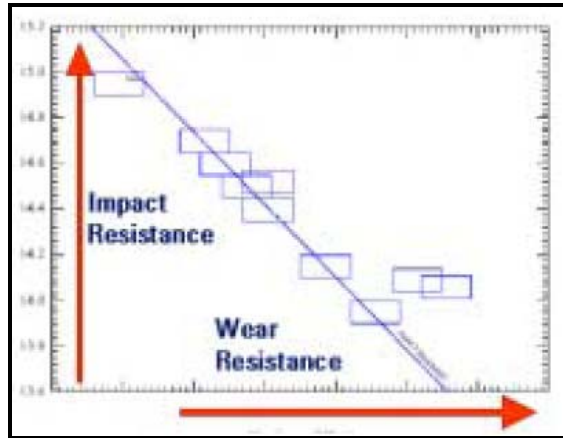
3.1.1.10.2.4. Composición del inserto. Para variar la composición de los insertos se utiliza una concentración de cobalto para alterar los tamaños del grano. En general, estos cambios incrementan la resistencia al desgaste, ayudando al cortador a evitar la ruptura en su estructura, observándose en el inserto un desgaste uniforme.

3.1.1.10.2.4. Composición del inserto. Para variar la composición de los insertos se utiliza una concentración de cobalto para alterar los tamaños del grano. En general, estos cambios incrementan la resistencia al desgaste, ayudando al cortador a evitar la ruptura en su estructura, observándose en el inserto un desgaste uniforme.

Posterior a los desarrollos en la microestructura y química aplicada a los insertos, se ha desarrollado una línea base de propiedades (Fig 3.15) que indica la capacidad al desgaste y al impacto que tiene el inserto.

3.1.1.10.3. Códigos IADC para brocas tricónicas de inserto. Al igual que las brocas tricónicas de dientes, las brocas tricónicas de insertos también poseen un sistema de calificación IADC (Fig 3.16), el cual es una guía general de la broca a utilizar dependiendo del tipo de formación a perforar.

Figura 3.15. Línea base de propiedades.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Figura 3.16. Códigos IADC para brocas tricónicas de insertos.

| | | | | | | |
|------------------------------|---|-------------------------------------------------------------------|---|---|-------------------------------------------------------|---|
| TUNGSTEN CARBIDE INSERT BITS | 4 | Soft formations with low compressive strength & high drillability | 1 | 6 | Medium-hard formations with high compressive strength | 1 |
| | | | 2 | | | 2 |
| | | | 3 | | | 3 |
| | | | 4 | | | 4 |
| | 5 | Soft to medium formations with high compressive strength | 1 | 7 | Hard semi-abrasive & abrasive formations | 3 |
| | | | 2 | | | 4 |
| | | | 3 | 8 | Extremely hard & abrasive formations | 1 |
| | | | 4 | | | 3 |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.2. Brocas De Cortadores Fijos (PDC)

Estas brocas se han diseñado para mejorar las tasas de penetración en formaciones de baja abrasividad, de dureza blanda o medio dura. Consisten de un cuerpo y de una corona donde van estratégicamente los cortadores. El compacto de diamantes policristalinos (PDC) consta de una capa de partículas adheridas de diamantes sintéticos, ligados a una capa más gruesa de carburo de tungsteno. Su clasificación depende en especial del tipo de material del cuerpo, clases de formación a perforar y el perfil de la estructura de corte o corona¹².

3.1.2.1 Tipos de brocas PDC. El cuerpo de una broca PDC está construido ya sea en acero o en una matriz de tungsteno con acero.

3.1.2.1.1. Brocas de cuerpo de acero: Las brocas de cuerpo de acero son más resistentes que las de cuerpo matriz a altas cargas de impacto y torsión. El acero es el material preferido para brocas de cola de pescado con alta densidad de cortadores y también para las brocas que se usan en pozos de diámetro grande. El pin API o rosca macho cuya función es la de conectar la broca con la sarta de perforación se fabrica directamente en el extremo del cuerpo de acero, por lo tanto este tipo de broca no requiere soldadura, además, es menos resistente a la erosión que las brocas de cuerpo de matriz, es decir, es más susceptible de dañarse por la erosión que provocan los fluidos de perforación. En las áreas más propensas al desgaste se le aplica recubrimiento de carburo de tungsteno. Las brocas de cuerpo de acero tienen un bajo costo en comparación al de las brocas con cuerpo de matriz, además de ser reconstruibles. En las figura 3.17, se muestra la diferencia entre las brocas de cuerpo de matriz y cuerpo de acero.

¹² Camson Company Hycalog, Diseño, fabricación, selección y evaluación de brocas de diamante, 1998.

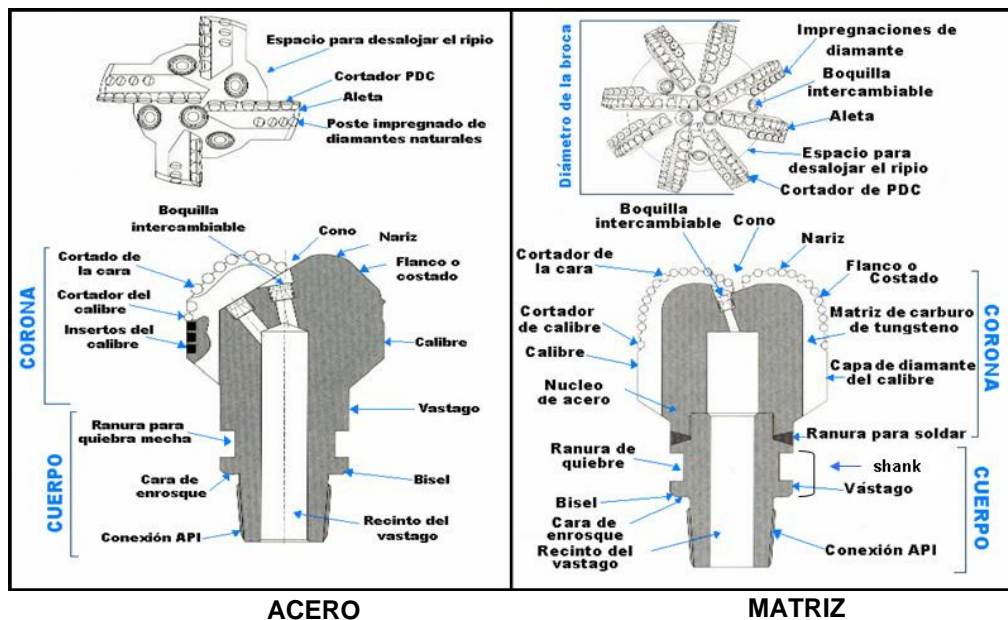
3.1.2.1.2. Brocas de cuerpo de matriz: Se fabrican por medio del proceso de fundición donde se infiltran partículas de carbono de tungsteno pulverizado en la aleación aglutinadora que se funde alrededor de un núcleo de acero. El carburo de tungsteno es más resistente a la erosión que el acero, por lo tanto son preferidas cuando se requiere alto caballaje de fuerza por pulgada cuadrada y también cuando se necesita perforar durante un periodo extenso, además se pueden cambiar solo los cortadores.

3.1.2.2. Clases de diamantes. Para la manufactura de esta broca se cuenta con dos clases de diamante que a su vez sirve para identificar la clase de broca en el mercado.

3.1.2.2.1. Diamante natural. El diamante natural es el producido por la naturaleza bajo grandes presiones y altas temperaturas asociadas a procesos volcánicos, y es prácticamente el carbono en forma pura. Su diferencia con el diamante compacto policristalino es el punto crítico de temperaturas más elevadas, por lo tanto su uso comprende formaciones duras y abrasivas. Es un material duro resistente a la abrasión, mayor fuerza de compresión, mayor conductividad térmica, poco resistente al impacto y débil en el corte.

3.1.2.2.2. Diamante sintético. Son diamantes producidos industrialmente en condiciones controladas de laboratorio a partir del grafito, generando ya sea diamantes monocristalinos usados en terminado de metales y pulida de cerámicas o los policristalinos usados para metalmecánica, perforación e impregnación; quedando limitados a 700 °C para su alteración molecular. En el policristalino hay dos clases que son:

Figura 3.17. Partes de una broca de conos.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.2.2.2.1. Compactos de diamante policristalino (PDC). Los compactos de diamante constan de una delgada capa de diamantes policristalinos ligados a una capa de carburo de tungsteno, la estructura integral se denomina compacta. El cobalto mantiene unido el PDC al carburo de tungsteno solo hasta 700 °C, de ahí en adelante se produce la fractura del cortador, ocasionada por la degradación del cobalto. Esta clase de diamante es más resistente al impacto que los diamantes naturales y de gran efectividad.

3.1.2.2.2.1. Diamante policristalino termo-estable (TSP). El diamante artificial al cual se le extrae químicamente el cobalto se le denomina TSP o diamante policristalino térmicamente estable. Este presenta una estructura más resistente a la degradación térmica, soportando temperaturas hasta de 1200 °C antes de fracturarse.

3.1.2.3. Componentes de una broca PDC

3.1.2.3.1. Boquillas. Las boquillas permiten desplazar el fluido de perforación a través de la broca, están compuestas por carburo de tungsteno, se pueden roscar o desenroscar a la broca con llaves especiales y tienen anillos los cuales sellan herméticamente las roscas.

3.1.2.3.2. Conos. Los conos le imparten estabilidad a la broca cuando esta perforando debido a que las fuerzas generadas por los diamantes policristalinos la hacen girar alrededor de su eje. Los conos tienen menos concentración de cortadores de PDC que el resto de la cara de la broca.

3.1.2.3.3. Nariz. Es la porción de la cara más distante del pin, además de ser la primera parte de la broca que encuentra los diferentes cambios de las formaciones cuando se perforan pozos verticales o direccionales. Debido a esto es necesario que contenga más cortadores, a fin de evitar las sobrecargas que se presentan en la transición de formaciones blandas a duras.

3.1.2.3.4. Flanco. Es la sección situada entre la nariz y el calibre su función es proporcionar cierto grado de estabilidad y su longitud depende de la concentración necesaria de cortadores. Las brocas que requieren de gran número de cortadores para perforar formaciones duras generalmente tienen flancos más largos que las destinadas a perforar formaciones blandas.

3.1.2.3.5. Aletas. Estas cumplen tres funciones principales que son: dar apoyo a las estructuras cortadoras, definir los patrones de flujo hidráulico y finalmente proporcionar más exposición frontal a los cortadores de diamante policristalinos.

3.1.2.3.6. Calibre (ODR). Es la región del diámetro exterior máximo de la broca, su longitud normal es de tres a cuatro pulgadas. La broca debe tener un calibre con suficiente protección para evitar el desgaste. En vez de tener insertos en el calibre llevan diamantes empotrados en la matriz además tienen postes impregnados de diamante naturales que respaldan los cortadores de PDC del calibre.

Tabla 3.2. Protección del calibre para brocas de cuerpo de matriz.

| CARACTER | CARACTERISTICAS |
|----------|--------------------------------------------------|
| L | Calibre largo (Estabilidad en formaciones duras) |
| S | Calibre corto (Perforación direccional) |
| ST | Calibre ultracorto de terminación (desviaciones) |
| U | Cortadores de retroescariado en el calibre |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Tabla 3.3. Protección del calibre para brocas de cuerpo de acero.

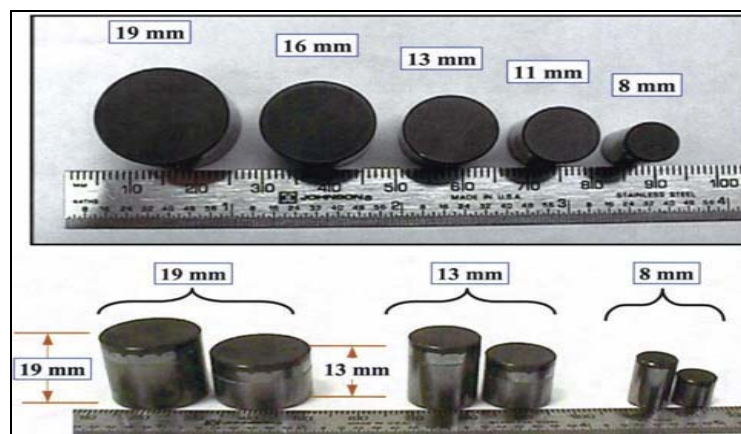
| | |
|---|---------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Cortadores En la cara respaldados por postes impregnados de diamantes naturales |
| 2 | Cortadores pre-aplanados para emparejar el pozo |
| 3 | Insertos de carburo de tungsteno mezclado con diamantes |
| 4 | Inserto de carburo de tungsteno |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.2.3.7. Cortadores. En las brocas de PDC el número de cortadores es el factor que más determina su rendimiento, ciertos factores de rendimiento y costo dictan la variación del número de cortadores, para perforar formaciones duras es necesario mayor número de cortadores lo cual implica no solo la prolongación de la duración de la broca, sino un costo más elevado y un régimen de penetración menor. En la figura 3.16, se observa los diferentes tamaños de cortadores disponibles.

El grado de inclinación de los cortadores define los ángulos de contacto con la roca. Los cortadores pueden tener la inclinación trasera o lateral, ya sea positiva, negativa o nula. La inclinación hacia atrás es más agresiva cuando el ángulo de inclinación es menor, mientras la inclinación lateral es la orientación del cortador al encontrarse con la formación, la inclinación lateral es de menos de 10°.

Figura 3.18. Tamaño de los cortadores.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Tabla 3.4. Características de los cortadores.

| TAMAÑO DE CORTADORES (mm) | CARACTERÍSTICAS |
|---------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Muy pequeños | De 8 mm. Se utilizan para formaciones duras. |
| Pequeños | Se utilizan para perforar formaciones medianas, semiduras e incluso abrasivas. Su tamaño estándar es de 13 mm. |
| Grandes | Se utilizan para perforar rápidamente y son apropiados para formaciones blandas a medianas cuando se instalan en brocas de cola de pescado, además son útiles cuando se perforan formaciones hidratables con lodos de base aceite o agua. Su tamaño es de 19 mm. |
| Muy grandes | Destinados a perforar formaciones muy blandas y con un tamaño hasta de 48 mm, a medida que los cortadores aumentan de tamaño sus amplias superficies generan calor y por consiguiente hay mayor riesgo de daño total en la capa de diamantes. |

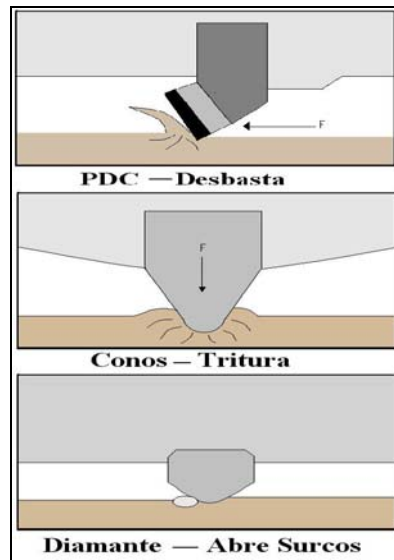
Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.2.3.8. Localización y densidad de cortadores. De acuerdo con la formación que se va a perforar se deben seleccionar el número y posición de los cortadores. El concepto de ubicación de los cortadores corresponde al hecho de cubrir la totalidad del hueco de tal manera que se tenga igual volumen de roca y carga por cortador. En cambio la dureza de la formación a perforar determina la densidad o número de cortadores en la cara de la broca, siendo necesario mayor número para formaciones duras y menor número para formaciones blandas a fin de facilitar el lavado y remoción de ripios. Por tal motivo, se encuentran tres diseños de densidad así: densidad de alta (**Heavy set**), densidad media (**médium set**) y densidad ligera (**Light set**).

3.1.2.3.9. Orientación del cortador. Otros conceptos para mejorar la dureza de la formación son la variación del ángulo de ataque de los cortadores (**back rake**), y la orientación lateral del cortador (**side rake**).

Para el **back rake**, generalmente se usan 10° en la perforación de formaciones muy blandas, a fin de evitar que se destroce prematuramente el diamante y un ángulo de 30° en las duras para evitar reducción en la rata de penetración al cortar menos roca. El **side rake** se define como la capacidad de barrido o efecto de limpieza del ripio desde la cara de la broca hasta el anular. Esta variación en el ángulo lateral del cortador es proporcional a la dureza de la formación. Así, para una formación blanda la variación es significativa (aproximadamente 20°), y para la formación dura es casi nula (Fig 3.19).

Figura 3.19. Acción de corte de las brocas de perforación.



Fuente: The landing edge in drill bit technology. Hycalog. 1998.

3.1.2.4. Hidráulica de la broca. La hidráulica de las brocas PDC, es más importante que la hidráulica de las demás brocas, ya que estas generan cortes o rípios a alta velocidad en formaciones especialmente blandas. La hidráulica se diseña para obtener eficiencia de limpieza y capacidad de enfriamiento de los cortadores en formaciones duras o más abrasivas. Además de la velocidad del fluido, debe ser necesaria para crear la turbulencia suficiente para remoción y enfriamiento.

3.1.3. Brocas De Diamante

Las brocas de diamante se encuentran incluidas en el tipo de brocas del cabezal fijo (brocas de arrastre), cuya característica principal es que no tiene partes móviles, este tipo de broca está elaborado de una sola pieza sólida de acero, en donde hay menos probabilidad de partirse en comparación con otras brocas (Fig 3.20).

La forma de corte de la broca es por medio de arrastre, avanza abriendo surcos y luego triturando pero sin cizallar la roca, en vez de usar compresión que es utilizada comúnmente, el arrastre se logra con la colocación de varios diamantes en la matriz de carburo de tungsteno, además esta tiene un área de flujo grande, forzando a través de esta el lodo de perforación para limpiar y refrigerar los diamantes.

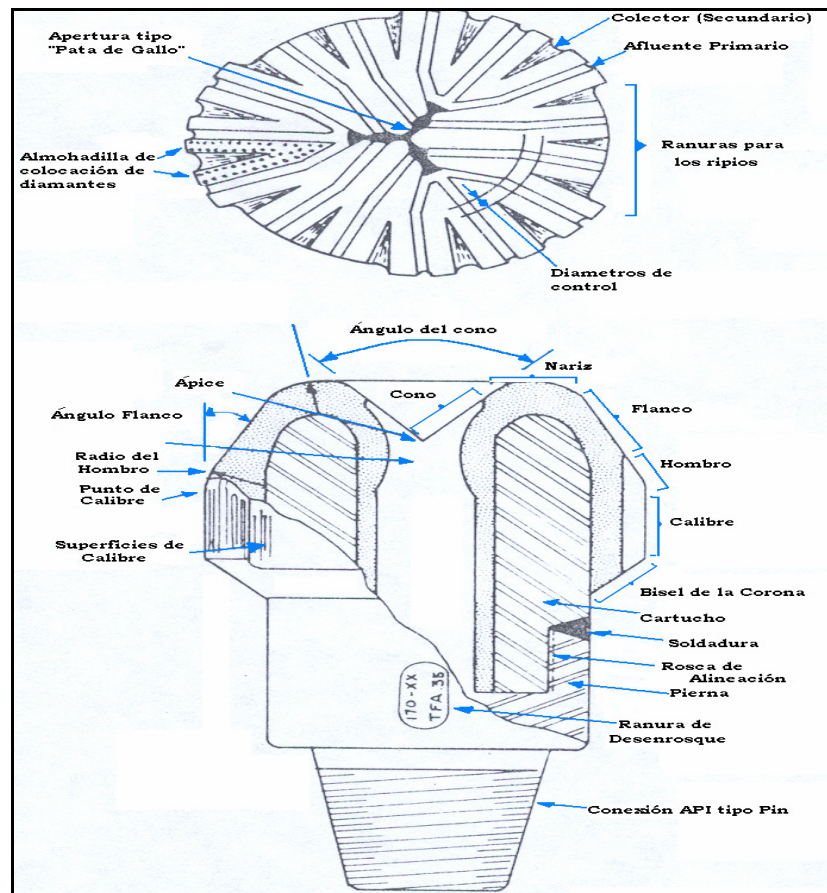
El tamaño y número de los diamantes dependen de la dureza de la formación a ser perforada, para formaciones duras se requiere de muchos diamantes pero son de pequeño tamaño (0.07 - 0.125 quilate por piedra), en cambio en formaciones suaves son pocos los diamantes pero grandes (0.75 - 2 quilate por piedra). Esta broca se destaca por realizar un mejor trabajo en formaciones plásticas, uniformes y no consolidadas por esto es que la fuerza de arrastre le da más importancia a la falla de la roca que a la fuerza de compresión de la formación, puesto que en rocas plásticas el esfuerzo de arrastre es de un tercio del valor de la fuerza de compresión, por lo cual se puede arrastrar la formación con un tercio de la energía que se hubiera utilizado para comprimir la misma.

3.1.3.1. Clasificación IADC para brocas de cortadores fijos-PDC y brocas de diamante. Consiste en un formato similar al utilizado para las brocas de conos, que agrupa bajo un código común las brocas con características similares, lo cual permite no solo comparar los diferentes tipos de brocas producidos por los fabricantes, sino para poder emplear más efectivamente las brocas de cortadores fijos PDC en la perforación de pozos.

3.1.3.2. Códigos de clasificación de brocas. El sistema consta de un código de cuatro caracteres, el primero es alfabético y designa el material del cuerpo, el segundo es numérico y se asigna a la densidad de los cortadores, el tercero es

numérico describe el tamaño y el tipo de cortadores y el ultimo numérico, corresponde al perfil de la broca.

Figura 3.20. Broca de arrastre de diamante.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.3.2.1. Primer carácter (Material del cuerpo). El primer carácter de la clasificación es alfabético y especifica al material con que fue construida la broca (Tabla 3.5).

Tabla 3.5. Clasificación según el material del cuerpo.

| CARACTER | MATERIAL |
|----------|----------|
| M | Matriz |
| S | Acero |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.3.2.2. Segundo carácter (Densidad de cortadores). El segundo carácter de la clasificación es numérico y especifica la densidad de los cortadores (Tabla 3.6). Las más altas densidades de los cortadores corresponden a aplicaciones en formaciones más duras. Para brocas PDC les corresponden los caracteres 1, 2, 3 y 4 respectivamente, los caracteres 5, 6, 7 y 8 son asignados por brocas de diamante (Tabla 3.8). Cero y nueve, no se encuentran definidas y se reservan para uso futuro.

Tabla 3.6. Clasificación según la densidad de los cortadores.

| CARACTER | MATERIAL |
|-------------|----------|
| 1-2-3-4 y 5 | PDC |
| 5-6-7 y 8 | Diamante |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Tabla 3.7. Reglas de densidad para brocas PDC.

| CARACTER | DENSIDAD DE CORTADORES (#) |
|----------|----------------------------|
| 1 | Menos de 30 |
| 2 | 30 – 40 |
| 3 | 40 – 50 |
| 4 | Más de 50 |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Tabla 3.8. Reglas de densidad para brocas de diamante.

| CARACTER | DENSIDAD DE CORTADORES (#) |
|----------|----------------------------|
| 6 | Menos de 3 piedras/kilate |
| 7 | 3 – 7 piedras/kilate |
| 8 | Mayor de 7 piedras/kilate |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.3.2.3. Tercer carácter (Tamaño y tipo de cortador). El tercer carácter de la clasificación es numérico y especifica el tamaño del cortador dentro del tipo de broca (Tabla 3.9).

Tabla 3.9. Tamaño de cortador para brocas PDC.

| CARACTER | DIAMETRO DE LOS CORTADORES |
|----------|----------------------------|
| 1 | Mayor de 24 mm. |
| 2 | 14 -24 mm. |
| 3 | Menor de 14 mm. |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

Tabla 3.10. Tamaño de cortador para brocas de diamante.

| CARACTER | TIPO DE CORTADORES |
|----------|-----------------------------------------------------------------|
| 1 | Diamante natural |
| 2 | Diamante termoestable |
| 3 | Mezcla de diamante natural y termoestable |
| 4 | Broca impregnada de diamante, la más alta densidad de Diamantes |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.3.2.4. Cuarto carácter (Perfil de la broca). El cuarto carácter de la clasificación es numérico y da una idea básica de la apariencia de la broca, basado en la longitud promedio del perfil cortante de la broca (Tabla 3.12). La única excepción es en las brocas PDC, la llamada cola de pescado (tabla 3.11).

Tabla 3.11. Perfil para las brocas PDC.

| CARACTER | PERFIL |
|----------|-----------------|
| 1 | Cola de pescado |
| 2 | Corto |
| 3 | Medio |
| 4 | Largo |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

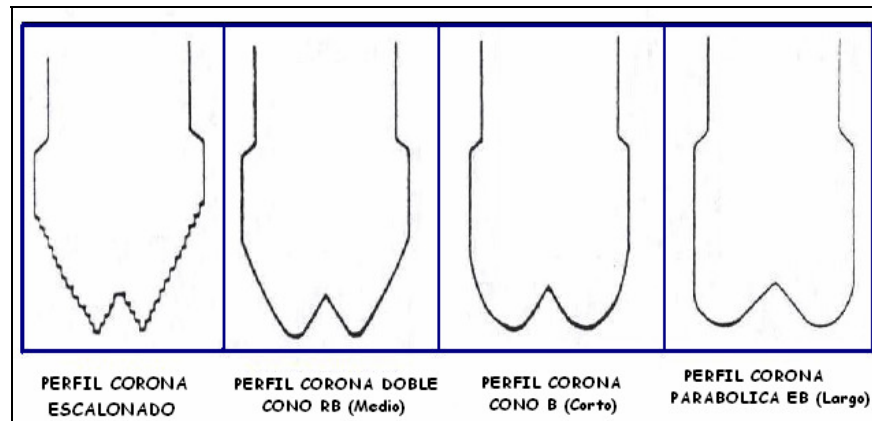
Tabla 3.12. Perfil para las brocas de diamante.

| CARACTER | PERFIL |
|----------|--------|
| 1 | Plano |
| 2 | Corto |
| 3 | Medio |
| 4 | Largo |

Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

El perfil de la corona en las brocas de diamante mostradas en la figura 3.21, está definido de acuerdo a la formación a perforar.

Figura 3.21. Perfil de la corona en brocas de diamante.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.3.2.4.1. Perfil Plano. Dicho perfil es utilizado en brocas moledoras. Es decir no perfora ninguna formación.

3.1.3.2.4.2. Perfil corto (B corona). El diseño de nariz es redondeada para incrementar la densidad de los cortadores, la alta densidad causa un desgaste parejo en la corona, es un perfil poco agresivo en cuanto a las ROP, este perfil es adecuado para formaciones duras abrasivas.

3.1.3.2.4.3. Perfil doble corona (RB doble corona). Es un perfil con nariz puntiaguda que perfora agresivamente mientras los flancos mantienen la estabilidad en formaciones difíciles y estabilizan la broca, la cual perfora en forma recta, este tipo de perfil de doble cono se utiliza en formaciones suaves.

3.1.3.2.4.4. Perfil largo (EB corona parabólica). Es un perfil intermedio entre el B y el RB, puede ser largo o corto, proporciona un redondeamiento continuo que tiene una suave área de transición y permite una alta densidad de los cortadores, mayor que la del perfil RB y menor que la B. Habrá desgaste en la corona pero no tan pronunciado como en la RB.

3.1.3.2.4.5. Perfil corona escalonada. Este perfil permite un buen control de la desviación y buena limpieza, manteniendo los cortadores alejados de la cara de la broca, además se utiliza para altas velocidades de perforación con motor de fondo.

3.1.4. Calificación De Brocas¹³

La Asociación Internacional de contratistas de perforación¹ desarrollo un sistema mediante el cual clasifica las brocas de acuerdo al desgaste. Este sistema se puede aplicar a todos los tipos de brocas de conos y cortadores fijos, el cual se divide en ocho partes, de las cuales las primeras cuatro columnas corresponden a la descripción de la estructura cortadora. Las primeras dos columnas definen el grado de desgaste de los cortadores en escala de cero a ocho, con base en la cantidad del desgaste comparado con el tamaño original del cortador. Mientras más abajo sea el número, menor ha sido el desgaste (Fig 3.22). La columna uno representa los cortadores internos, situados a dos tercios (2/3) del radio de la

¹³ REED HYCALOG. Manual de tecnología de brocas PDC. Segunda edición. Houston, 2000.

broca, reporta la condición de la estructura cortante que no toca la pared del hueco. La columna dos abarca un tercio restante, reportando la condición de la estructura cortante que toca la pared del pozo.

La siguiente columna describe las características principales del desgaste, usando un código de letras para indicar la mayor característica del desgaste de la estructura cortante. La cuarta columna indica su localización básica en la broca, se usa una letra o código de número para ubicar sobre la cara de la broca el sitio donde ocurrió la característica del desgaste de la broca.

La quinta columna describe el estado de los rodamientos y sellos de la broca, dependiendo del tipo de rodamiento, se usa una letra o código numérico, para indicar la condición del rodamiento en una broca de conos. En la sexta columna se anota la medida del calibre (diámetro exterior), las reducciones en el diámetro de la broca deben registrarse en 1/16 de pulgada. Las últimas dos columnas son datos adicionales sobre las características del desgaste secundario de la broca y las razones por las cuales se saca de uso. La figura 3.23, muestra la localización del desgaste de la broca, además las características adicionales de desgaste de los cortadores y la ubicación de las hileras internas y externas del cono de una broca.

3.1.5. Métodos De Selección De Brocas

Para efectuar una selección apropiada de brocas se debe tener en cuenta varios métodos que hacen parte de una ingeniería básica de perforación los cuales son de gran influencia en el comportamiento de las brocas¹⁴.

¹⁴ Manual de Operaciones de Perforación, ECOPELROL, 1994.

3.1.5.1. Evaluación de brocas usadas. Es importante efectuar una correcta evaluación de las brocas usadas anteriormente, ya que la apariencia externa de la misma indica la reacción de la formación y el manejo de la broca. Es por eso que se requiere calificar la broca lo más real posible para disponer de una buena información histórica.

3.1.5.2. Uso de los registros de brocas (Bit Records). Es un formato que se utiliza, para llevar un reporte ya sea diario o histórico de las brocas utilizadas en los pozos perforados, que incluye información acerca de las características operacionales de la misma y la calificación para reportar la condición de la broca al ser corrida.

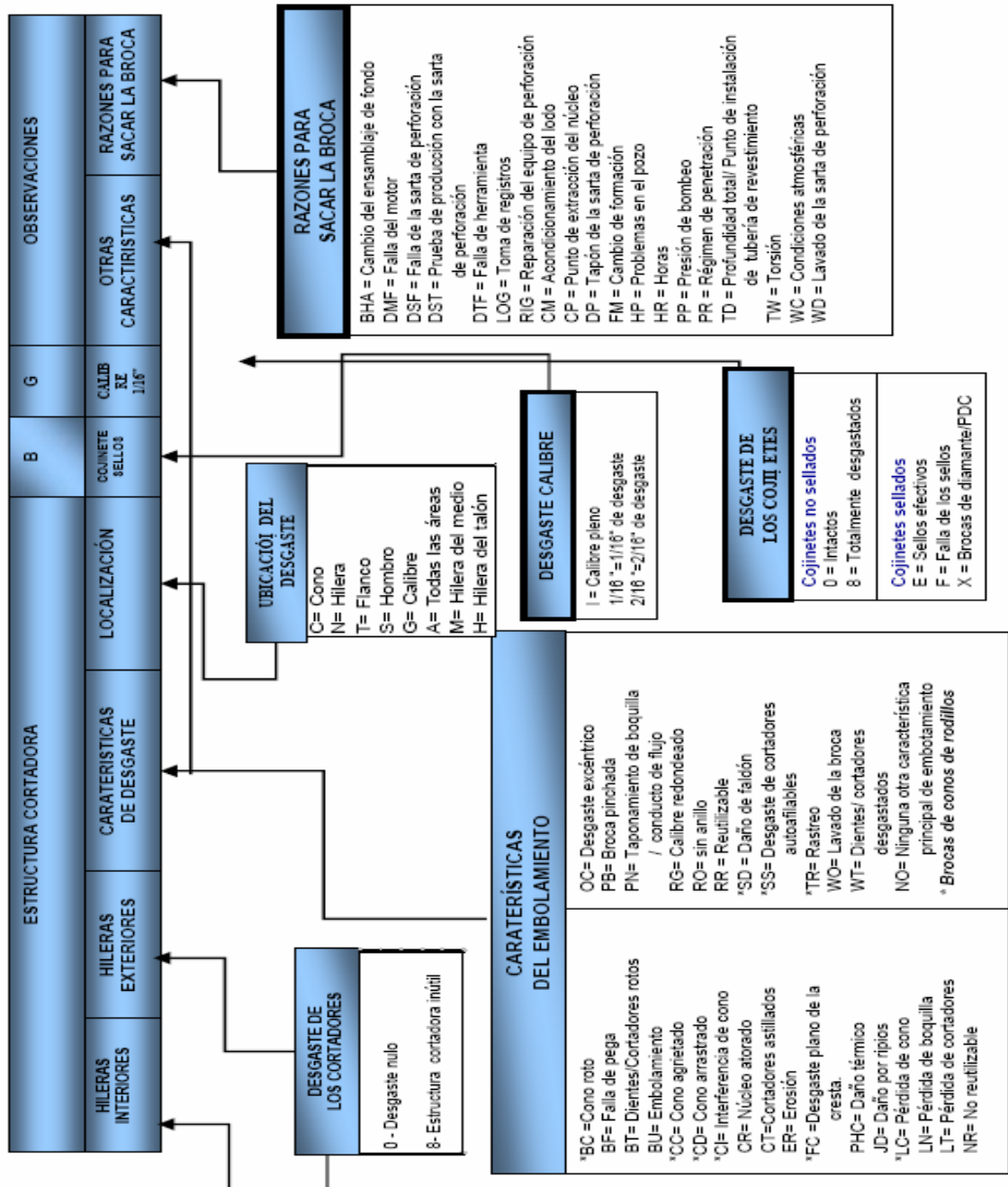
La información registrada pertinente al proceso de perforación, es de gran utilidad para el criterio de la selección de brocas.

3.1.5.3. Calculo de costos. El cálculo de costos depende del objetivo a perforar, de las profundidades, formaciones, entre otros, debido a que este factor es de vital importancia para la selección de una broca es necesario calcular el costo por pie perforado.

Para evaluar una broca de cortadores fijos es necesario hacer un análisis de igualdad de costos (**Breakeven**), que son los pies perforados y horas requeridas para igualar el costo por pie que se pudiera obtener para un pozo particular perforando con brocas de conos.

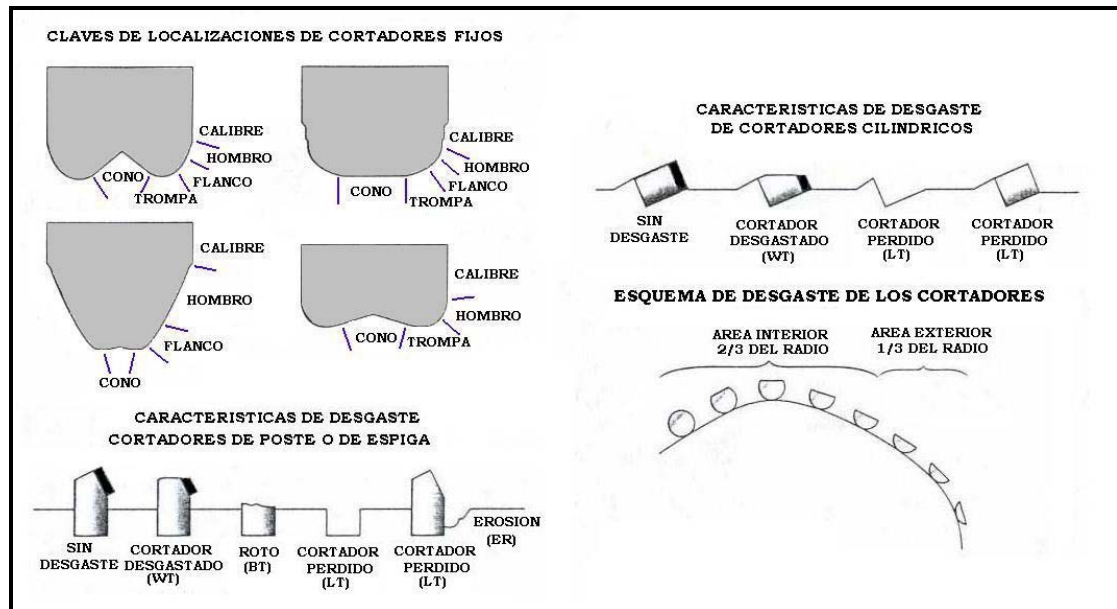
Para calcular la tasa de penetración **Breakeven** (ROP), es necesario suponer los pies perforados.

Figura 3.22. Clasificación de desgaste de Brocas PDC de la Asociación Internacional de Contratistas de perforación (IADC).



Fuente: IADC dull grading format Hycalog, 2001.

Figura 3.23. Localización del desgaste de la broca.



Fuente: Modificado del manual de brocas Reedhycalog. 1999.

3.1.5.4. Propiedades de lodos de perforación. El fluido de perforación constituye un elemento de íntima relación con el avance de la broca y es por ello que si la densidad del lodo aumenta, se deben utilizar boquillas con alta excentricidad.

3.1.5.5. Geología, columna estratigráfica y registros eléctricos. Mediante la utilización de estas herramientas se pueden determinar las características de las formaciones para así tomar decisiones del tipo de broca a emplear. Es importante tener una completa descripción de las formaciones que van a ser perforadas para hacer una correcta selección de una broca en específico. Las características más importantes que se deben tener en cuenta son:

3.1.5.5.1. Abrasividad. Debido a la abrasividad de algunas formaciones, la broca es más propensa a desgastar su calibre y la cara de los cortadores. Para

ambientes abrasivos, el calibre de la broca tiene diamantes protectores adicionales.

3.1.5.5.2. Pegajosidad. Algunas rocas son sensibles a la hidratación, lo cual hace que la roca se vuelva pegajosa y se hinche; cuando se perfora con lodo base agua, la fuerza hidráulica no alcanza para limpiar los cortadores, lo cual implica un taponamiento que reduce el régimen de penetración e impide seguir perforando.

3.1.5.5.3. Elasticidad. Si la formación es muy elástica, cuando se comprime tiende a deformarse en vez de fracturarse.

3.1.5.5.4. Presión de poro. Es un parámetro de primera importancia y se define como la presión generada durante la formación de sedimentos.

A continuación se resume los principales tipos de formaciones, en orden creciente de dificultad para perforar:

1. Arcilla blanda.
2. Arcilla compacta.
3. Marga.
4. Evaporita.
5. Yeso.
6. Lutita.
7. Limonita.
8. Areniscas anhidrita.
9. Caliza.
10. Dolomita.
11. Conglomerados.
12. Rocas metamórficas.

Las formaciones que se consideran aptas para perforar con brocas de compacto de diamante policristalino (PDC) son las de tipos 1 – 7, si bien en ciertas ocasiones se puede usar para perforar areniscas blandas (tipo 8) y algunas

evaporitas (tipos 9, 10 y 11), las formaciones tipo 12 o mayores no se pueden con brocas PDC.

La resistencia o dureza de la broca se clasifica a partir de su resistencia no confinada:

3.1.5.5.5. Muy baja Resistencia. Menos de 4.000 lb/pulg². Lutitas arcillosas, lutitas blandas, arcillas y areniscas no consolidadas muy blandas.

3.1.5.5.6. Baja Resistencia. De 4.000 a 8.000 lb/pulg². Yeso, areniscas lutíticas y arcillosas, arcillas, lutitas, evaporitas y limos blandos.

3.1.5.5.7. Mediana Resistencia. De 8.000 – 16.000 lb/pulg². Conglomerados, calizas arenosas y gredosas, margas, areniscas medianamente duras y lutitas duras.

3.1.5.5.8. Alta Resistencia. De 16.000 – 32.000 lb/pulg². Vetas duras, dolomitas duras, caliza cristalina, lutitas quebradizas duras, lutitas duras.

3.1.4.5.9. Muy alta Resistencia. Más de 32.000 lb/pulg². Areniscas compactas de granos finos, cherts, cuarzo, rocas ígneas y metamórficas y algunos limos duros.

3.1.5.6. Equipo a utilizar. Es importante conocer la capacidad, potencia y características de las bombas de lodo, motores, entre otros equipos, para determinar los parámetros hidráulicos y mecánicos correspondientes.

3.1.5.7. Hidráulica de la broca¹⁵. La hidráulica de la broca tiene como objeto diseñar y optimizar adecuadamente una serie de parámetros, tales como el sistema de lodo para lograr satisfactoriamente la limpieza y enfriamiento de la cara de la broca. Debido a que las brocas PDC generan cortes o ripios a alta velocidad en formaciones generalmente blandas, la hidráulica de las mismas es de suma importancia con relación a los otros tipos de brocas. A continuación se muestran los parámetros más importantes en la hidráulica de una broca.

3.1.5.7.1. Régimen de flujo¹⁶. Este parámetro depende de las potencias de la bomba, el volumen del fluido que se bombea en cada acción de los pistones es conocido, lo cual permite calcular el régimen de flujo por minuto, expresado en galones por minuto. Para cualquier situación específica, según sea la profundidad del pozo, su diámetro, el tamaño de la broca, las características de la formación y las propiedades del lodo, se dispone siempre de un régimen de flujo mínimo, requerido para enfriar y limpiar la broca.

3.1.5.7.2. Área total de flujo (TFA)¹⁷ Es la suma de las secciones transversales de los orificios de descarga de las boquillas; entre mas grandes sean las boquillas de la broca mayor es el TFA. Para cada régimen de flujo el aumento del TFA disminuye la velocidad del fluido que descarga las boquillas. Todos los orificios de descarga de las boquillas se miden a incrementos de 1/32 de pulgada.

3.1.5.7.3. Velocidad del fluido. La velocidad del fluido, debe ser la adecuada para lograr la turbulencia suficiente para remoción y enfriamiento; logrando así la mejor eficiencia tanto en la capacidad de enfriamiento de los cortadores en formaciones

¹⁵ MEJIA, José y TORRES, Luís; Evaluación del desempeño de las brocas policristalinas PDC en el área del Casanare, Universidad de América, 1992.

¹⁶ REED HYCALOG. Manual de tecnología de brocas de PDC. Houston, 1999.

¹⁷ REED HYCALOG. Manual de tecnología de brocas de PDC. Segunda edición, 2000.

abrasivas o duras, como en la limpieza del hueco. Es función directamente del área de flujo y depende de la disposición de los cortadores.

3.1.5.7.4. Densidad del lodo⁷. Este puede variar durante la perforación, es de gran influencia en la broca de PDC por el efecto que ejerce sobre la caída de presión, el índice de energía hidráulica (HSI) a través de la cara de la broca y la tendencia de impedir la eficiente remoción de ripios.

3.1.5.7.5. Caída de presión. Es el diferencial causado cuando el fluido (lodo) pasa a través de la cara de la broca. Si la caída de presión es alta para un régimen de flujo específico y una densidad dada del lodo, el flujo que descargan las boquillas tiene una velocidad alta. Luego la caída de presión depende de el régimen de flujo (gal / min), de la densidad del lodo y de área total de fluido.

3.1.5.7.6. Caballaje Hidráulico o índice de energía hidráulica. El HSI es un factor que permite observar la limpieza completa en el fondo del pozo, el cual proporciona una medida de la fuerza hidráulica que consume la broca. Es un parámetro fundamental disponible en la cara de la broca, el cual depende de las propiedades del lodo, del régimen de flujo, del diámetro y del tamaño del pozo, así como el número de boquillas de la broca.

Cuando el valor del índice HSI sea de 2.5 indica que cualquier condición de perforación tendrá limpieza completa; es necesario mantener limpio el pozo, de lo contrario se volverán a triturar los ripios y se presentara una condición llamada deflexión hidráulica, la cual comienza cuando se vuelve a triturar los ripios y finaliza cuando hay una cantidad de ripios suficiente alrededor de la broca que ni un aumento de peso y velocidad de rotación dará un incremento en la tasa de penetración. Si el valor se encuentra entre 2.5 y 7 es un caballaje optimo para correr la broca, el cual es recomendado por el fabricante. Teniendo en cuenta

estos rangos de valores, si el índice de energía hidráulica está por debajo de dos, la tasa de perforación se verá afectada puesto que se están volviendo a triturar los ripios en el fondo del hueco, por el contrario si se utiliza un HSI mayor que el estipulado se estará desperdiciando y el equipo utilizado no estará funcionando tan efectivamente como fuese posible.

3.1.5.8. Factor de perforabilidad (K_f)¹⁸. El concepto de factor de perforabilidad es de suma importancia al momento de efectuar una selección de brocas; este concepto es la repuesta de la formación o resistencia a ser perforada.

Dichas consideraciones proporcionan la base de métodos aplicados para la determinación fácil de requerimientos de equipos, evaluación de los mismos, planeamiento de pozos y optimización de perforación. Tanto en la programación de un pozo proyectado como en el análisis de una zona o área geográfica se utilizan un mínimo de dos pozos y preferiblemente tres o más a fin de determinar parámetros de perforación y zonas de similar perforabilidad. También hay que tener en cuenta factores geológicos que pueden alterar las tendencias de perforación tales como adelgazamiento o ensanchamiento de las formaciones, inconformidades litológicas, cambios de facies y configuración estructural. Demostrando así que dichos factores geológicos son reconocibles y se pueden hacer correlaciones utilizando información de pozos previamente perforados.

3.1.5.9. Compresibilidad de la roca. Definida como una propiedad característica de la roca, que está influenciada por las cargas exteriores y por el peso del propio suelo. Además se puede definir como la resistencia de la roca a la penetración.

¹⁸ BURGOS J.G. Consideraciones generales sobre selección y uso de brocas de perforación. Smith Brocas. 1987.

4. MOTORES DE FONDO Y ESTABILIZADOR AJUSTABLE

4.1. MOTORES DE FONDO¹⁹

Los motores de fondo constituyen el último desarrollo en herramientas desviadoras. Son operados hidráulicamente por medio del lodo de perforación bombeado desde la superficie a través de la tubería de perforación. Pueden utilizarse para perforar tanto pozos verticales como pozos direccionales.

Los motores de fondo accionados por el fluido de perforación, pueden ser de dos tipos principalmente (Fig 4.1); de turbina, que son básicamente una bomba axial o centrífuga y de desplazamiento positivo (PDM), que constan principalmente de un aparejo rotor-estator.

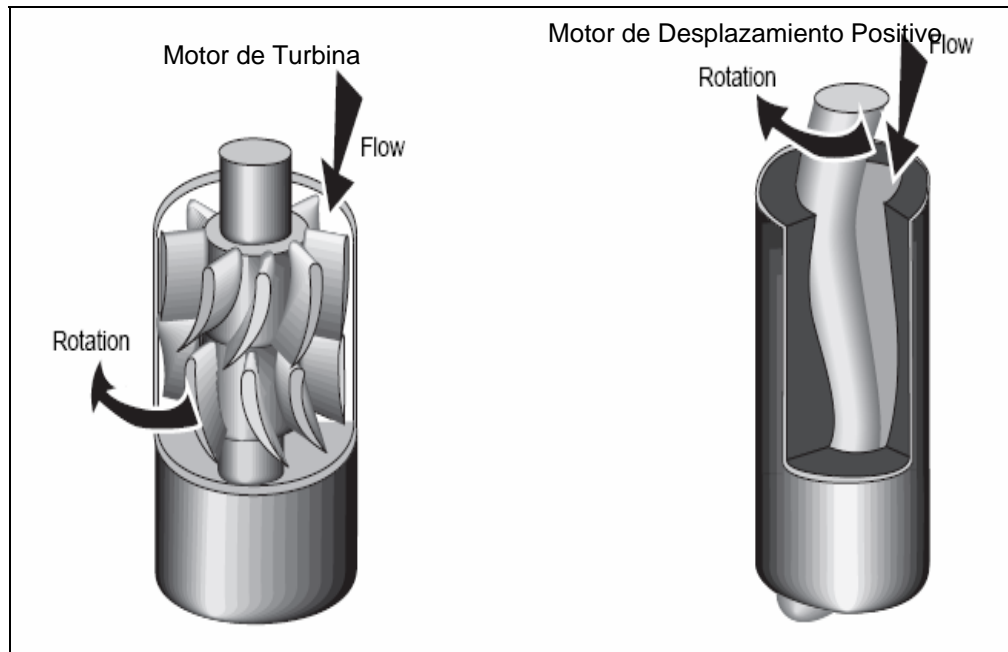
Estos motores evitan la necesidad que se tenía en el pasado donde se debía realizar varios viajes con tubería para cambiar los ensamblajes de fondo.

Los dos motores pueden dividirse en los siguientes componentes: conjunto de válvula de descarga o de paso, conjunto de etapas (rotor-estator, hélices parciales), conjunto de conexión, conjunto de cojinetes y flecha impulsora, unión sustituta de rotación para la broca.

En adelante, solo se trata lo referente a los motores de desplazamiento positivo (convencionales y ERT), puesto que son el tipo de motor usados en la perforación de los pozos bajo estudio.

¹⁹ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

Figura 4.1. Tipos de motores de fondo y principio de funcionamiento.



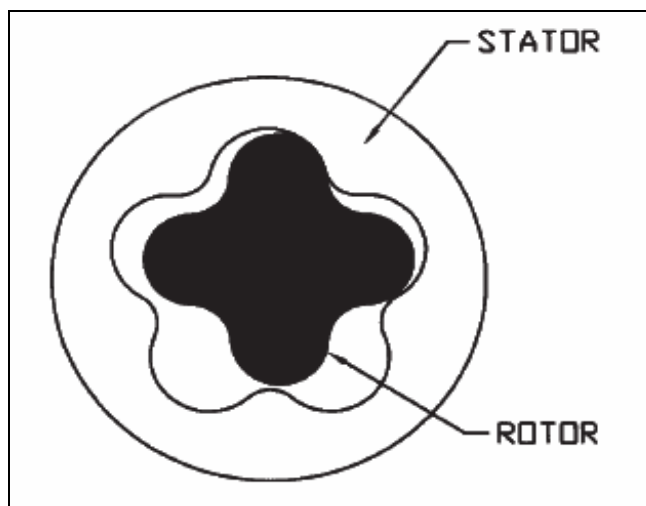
Fuente: Directional drilling training manual. Schlumberger. 1996.

4.1.1 Motores Convencionales²⁰

Estos motores de perforación, usan secciones de longitud media las cuales proveen un amplio rango de velocidades pero están limitados por torque y potencia. Ellos tienen un buen desempeño en aplicaciones donde se requiere bajo torque, tal como en formaciones blandas, perforación con brocas de conos, etc. En la figura 4.2, se observa el corte transversal de la sección de potencia de un motor convencional.

²⁰ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

Figura 4.2. Corte transversal de la sección de potencia de un motor convencional.



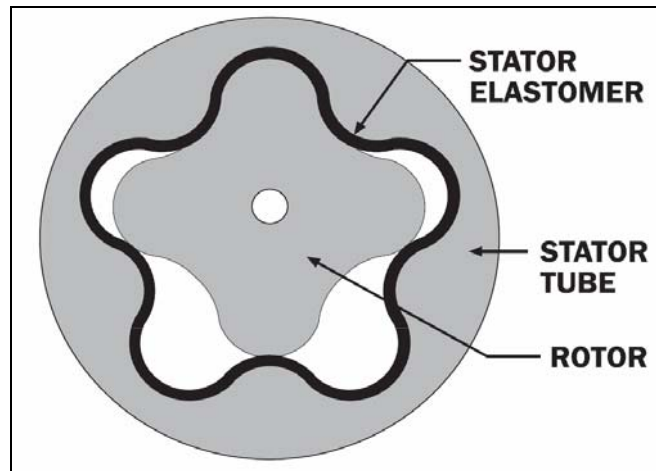
Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

4.1.2. Motores ERT (Even Rubber Thickness)²¹

Estos son motores de perforación más eficientes que utilizan tecnología Even Rubber Thickness (ERT). Son herramientas de longitud corta, poseen un amplio rango de velocidades, torque y potencia. La sección de potencia provee dos veces la eficiencia de un motor convencional y pueden desarrollar el doble de torque que el desarrollado por un motor convencional. Ellos son ideales para trabajar en formaciones duras y agresivas, donde se requiere el uso de brocas PDC y en aplicaciones donde se requiere de alto torque. En la figura 4.3, se observa el corte transversal de la sección de potencia de un motor ERT.

²¹ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

Figura 4.3. Corte transversal de la sección de potencia de un motor ERT.



Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

Cabe aclarar que la gran diferencia entre los Motores Convencionales y los Motores ERT se presenta en el diseño y los materiales de los que está compuesto el elastómero del estator en la sección de potencia. Esta sección (de potencia) es la responsable de que los motores ERT tengan mayor eficiencia.

4.1.3. SELECCIÓN DEL MOTOR²²

Se dispone de cuatro configuraciones en los motores de perforación, que dependen de la velocidad de la broca y del torque requerido, satisfaciendo así muchas necesidades en la perforación direccional. Estas configuraciones son:

4.1.3.1. Alto RPM / Bajo Torque. Los motores de perforación de alta velocidad, utilizan una configuración de 1:2 lóbulos en sección de potencia. Ellos son

²² PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

especiales para perforar con brocas de diamante, brocas tricónicas y perforación de formaciones blandas.

4.1.3.2. Medio RPM / Medio Torque. Los motores de perforación de velocidad media, utilizan una configuración típica de 4:5 lóbulos en la sección de potencia. Ellos son comúnmente usados en la perforación de la mayoría de las perforaciones direccionales convencionales y perforación de pozos horizontales, en operaciones de corazonamiento y perforación con brocas de diamante.

4.1.3.3. Bajo RPM / Alto Torque. Los motores de baja velocidad, utilizan una configuración de 7:8 lóbulos en la sección de potencia. Este tipo de motores son especiales para perforación de pozos direccionales y horizontales, perforación de formaciones medias a duras y perforación con brocas PDC.

4.1.3.4. Bajo RPM / Alto Torque-Engranaje Reducido. Los motores de perforación con engranaje reducido, combinan una sección de potencia de alta velocidad (1:2 lóbulos) con un sistema de engranaje reducido. Este sistema reduce la velocidad de salida de la sección de 1:2 lóbulos por un factor de tres e incrementa el torque de salida por un factor de tres. El resultado es un motor con eficiencias de salida similar a las de un motor de baja velocidad pero con algunos beneficios significativos. La sección de potencia de 1:2 lóbulos es más eficiente en la conversión de potencia hidráulica en potencia mecánica que una sección de potencia multilobulos y también mantiene más consistencia en la velocidad de la broca como peso se aplique en ella. Estos motores pueden ser usados en la perforación de pozos direccionales, pozos horizontales, formaciones duras y en aplicaciones donde se requieran brocas PDC.

El tipo de diámetro del motor a utilizar depende de los siguientes factores:

- Diámetro del pozo.
- Programa hidráulico.
- Angulo del pozo al comenzar la operación de desviación.
- Accesorios (estabilizadores, lastrabrocas, codos, etc.).

La vida útil del motor depende en gran medida de las siguientes condiciones:

- Tipo de fluido.
- Temperatura de operación.
- Caídas de presión en el motor.
- Peso sobre la broca.
- Tipo de formación.

4.1.4. VENTAJAS

Entre las principales ventajas proporcionadas por el empleo de los motores de fondo podemos mencionar los siguientes:

- ✓ Proporcionan un mejor control de desviación.
- ✓ Posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria del pozo.
- ✓ Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación.
- ✓ Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca.
- ✓ Generan arcos de curvatura suaves durante la perforación.
- ✓ Se pueden obtener mejores ritmos de penetración.

Analizando las ventajas anteriores podemos concluir que el uso de los motores de fondo, reduce los riesgos de pega, de pesca, hacen óptima la perforación y en consecuencia, disminuye el costo total de perforación. Cabe aclarar que el motor de fondo no realiza la desviación por sí solo, este requiere el empleo de un codo

desviador (bent sub.). El ángulo del codo es el que determina la severidad en el cambio de ángulo. Los motores de fondo pueden trabajar (en mayoría de los casos) con cualquier tipo de fluido de perforación (base agua o aceite), lodos con aditivos e incluso con materiales obturantes, aunque los fluidos con alto contenido de sólidos reduce en forma significativa la vida de la herramienta. El contenido de gas o aire en el fluido pueden provocar daños por cavilación en el hule del estator.

4.1.5. LÍMITES DE TEMPERATURA²³

Los límites de temperatura de estos motores, depende del efecto que causa los fluidos de perforación en los elastómeros del mismo. Generalmente, los motores convencionales pueden ser operados hasta temperaturas de 219°F, a temperaturas superiores, la eficiencia y propiedades del elastómero disminuyen, resultando en una reducción en la vida útil de este. Cuando se expone a temperaturas elevadas, el elastómero se hincha y crea mayor interferencia a la deseada creando desgaste prematuro en las piezas.

Para mitigar estos cambios en el elastómero, se usan tamaños y materiales especiales en su diseño, con el fin de poder operar los motores a temperaturas de 300 °F y mayores.

Es de gran importancia conocer la temperatura de operación del motor, debido a que un motor diseñado para operar a temperaturas altas no entrega la misma eficiencia a temperaturas bajas ya que el elastómero del estator no sella adecuadamente con el rotor, esto hace que el fluido se desvíe dentro del estator causando así una disminución en la energía mecánica entregada a la broca.

²³ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

4.1.6. FLUIDOS DE PERFORACIÓN²⁴

Los motores de perforación son diseñados para operar eficientemente con cualquier tipo de fluido de perforación. Se han logrado exitosas corridas con agua, salmuera, fluidos base aceite, con aditivos para control de viscosidad o pérdida de circulación y con gas nitrógeno. Sin embargo, se deben tomar algunas consideraciones cuando se selecciona el fluido de perforación ya que los componentes del elastómero son susceptibles a desgaste prematuro cuando se exponen a ciertos fluidos.

Los fluidos de perforación base aceite pueden ser muy nocivos para el elastómero. Una medida de esta agresividad es llamada el punto de anilina, el cual es la temperatura a la cual el hidrocarburo y la anilina pueden llegar a ser miscibles. Esta temperatura es una medida del porcentaje de fracciones livianas (Aromáticos) que hay en el hidrocarburo. Es recomendable que el punto de anilina de los fluidos de perforación no sea menor a 200 °F. También es recomendado que la temperatura de operación de los fluidos de perforación sea menor al punto de anilina. Operando por fuera de estos parámetros el elastómero puede sufrir hinchamiento excesivo y desgastarse prematuramente, reduciendo la eficiencia del motor.

Otro factor importante a tener en cuenta en los fluidos de perforación es el contenido de sólidos, ya que estos incrementan drásticamente el desgaste en el estator; es recomendable que el contenido de sólidos se mantenga por debajo del 5% para una vida operacional aceptable del motor. Similarmente, se recomienda que los finos abrasivos tales como la arena, se mantenga por debajo del 0.5% puesto que ellos son extremadamente perjudiciales para el elastómero del estator.

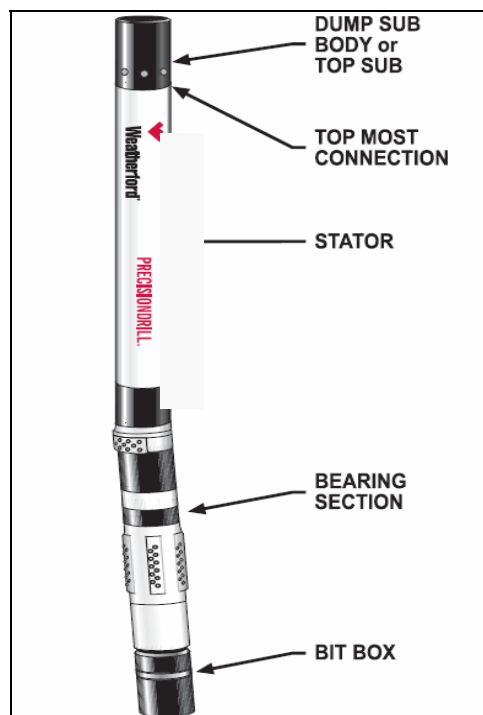
²⁴ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

Por las razones anteriormente expuestas, es de gran importancia lavar el motor con agua limpia antes de empezar a bajarlo, especialmente cuando se trabaja con los tipos de fluidos previamente mencionados.

4.1.7. COMPONENTES DEL MOTOR²⁵

A continuación se presenta una descripción de los principales componentes de los motores usados por parte de la compañía de servicios encargada de la parte direccional en la perforación de los pozos direccionales del Campo la Yuca. En la figura 4.4, se observa un motor de perforación típico.

Figura 4.4. Motor de perforación direccional.



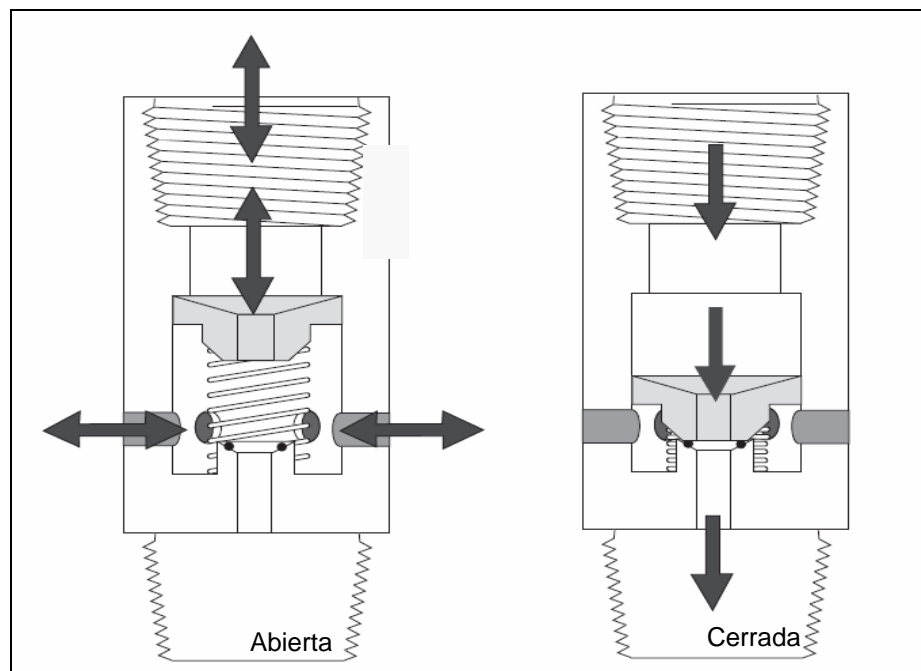
Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

²⁵ PrecisionDrill. Mud Lubricated Drilling Motors. Handbook. First Edition July 2006.

Todos los motores de perforación están compuestos principalmente de las siguientes secciones:

4.1.7.1. Válvula de Descarga (Dump sub assembly). Está localizada en la parte superior del motor, se opera hidráulicamente y permite aislar o comunicar el ID de la sarta de perforación con el anular, ella permite llenar la sarta de perforación cuando se está corriendo en el pozo y drenarla cuando se está sacando (Fig 4.5). Cuando las bombas son accionadas la válvula se cierra automáticamente y direcciona todo el fluido de perforación a través del motor.

Figura 4.5. Válvula de descarga.



Fuente: Directional drilling training manual. Schlumberger. 1996.

4.1.7.2. Sección de Potencia Convencional (Standard Power Section). La sección de potencia es una adaptación de Moineau (patente de la bomba de

cavidades progresivas), tipo bomba hidráulica de desplazamiento positivo en forma de reversa. Ella esencialmente convierte la energía hidráulica (flujo y presión) generada por el fluido de perforación en energía mecánica (RPM y torque), que es transmitida a la broca.

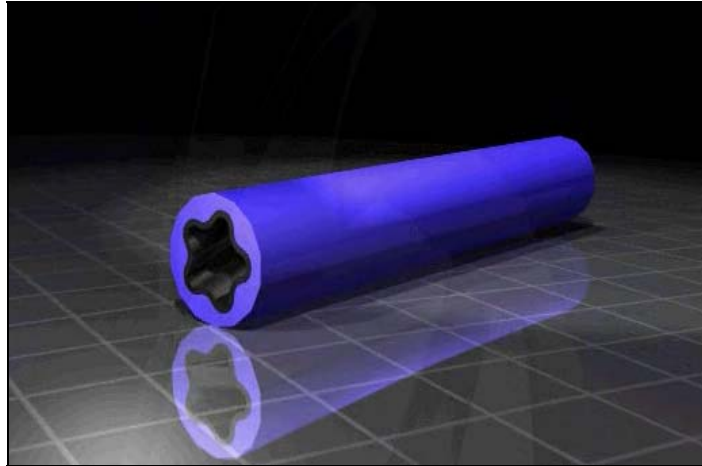
La sección de potencia es compuesta por dos componentes, Rotor y Estator, a partir de los cuales se determina la configuración del motor. El estator (Fig 4.6) es un tubo de acero el cual contiene un elastómero con lóbulos en forma helicoidal a través del centro. El rotor (Fig 4.7) es una varilla de acero con lóbulos en forma helicoidal. Cuando el rotor es instalado dentro del estator, la combinación de las figuras helicoidales y los lóbulos forman sello al flujo entre las cavidades de los dos componentes, posteriormente cuando el fluido de perforación es forzado a través de la sección de potencia, la caída de presión a través de las cavidades hace que el rotor gire dentro del estator y así generar la potencia requerida en el motor de perforación.

La sección de potencia de los motores, puede ser configurada de acuerdo a las condiciones de perforación, la dureza de la formación a perforar, el tipo de broca, la tasa de flujo, etc. Los rangos de los motores van desde alta velocidad bajo torque hasta baja velocidad alto torque. Ejemplo. Una configuración 1:2 significa que el motor es de alta velocidad y bajo torque (rotor de un lóbulo y estator de dos) mientras que una configuración 7:8 denotaría un motor de alto torque y baja velocidad (rotor de 7 lóbulos con estator de 8 lóbulos), de esto se puede concluir que en la medida que la relación de lóbulos incrementa, la velocidad decrece (RPM) y el torque aumenta.

La figura 4.8, muestra el corte transversal con las configuraciones más comunes de la sección de potencia de un motor de perforación, 1:2 lóbulos, 4:5 lóbulos y 7:8

lóbulos. Por naturaleza de diseño, el estator siempre tiene un lóbulo más que el rotor.

Figura 4.6. Estator del motor.



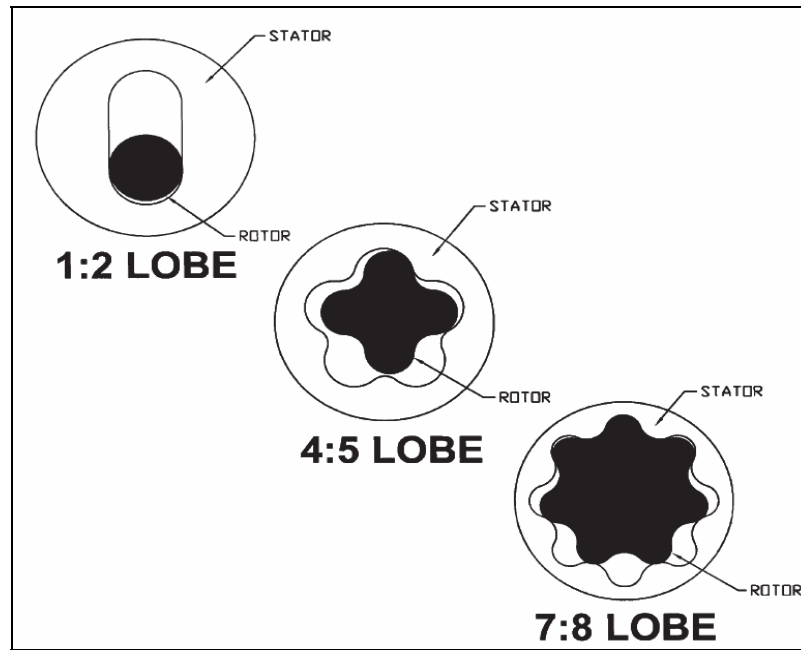
Fuente: R&M Energy Systems. 2005.

Figura 4.7. Rotor del motor.



Fuente: R&M Energy Systems. 2005.

Figura 4.8. Corte transversal de las configuraciones más comunes de la sección de potencia de un motor convencional.



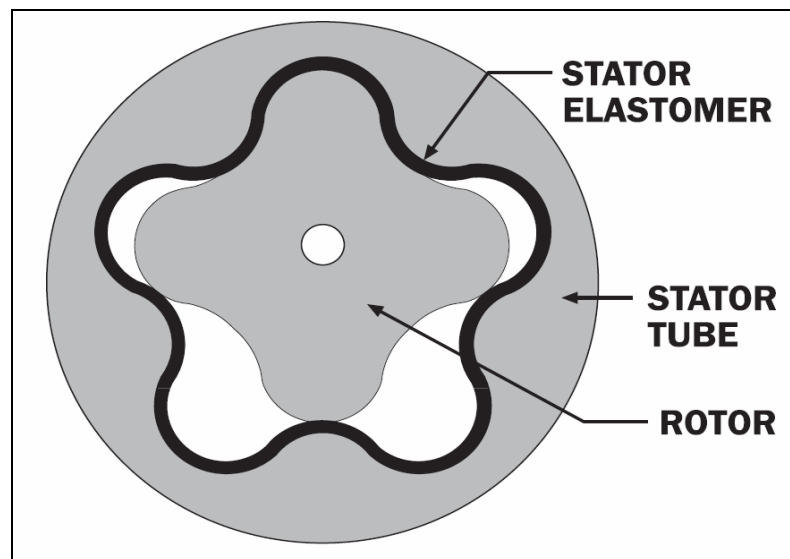
Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

Una característica muy importante de un motor de perforación es la longitud de la sección de potencia la cual está relacionada con el número de etapas. Una etapa está definida como una rotación helicoidal completa del lóbulo del estator, de esta forma la sección de potencia o los motores de perforación pueden ser clasificados por etapas. Una sección de potencia de cuatro etapas contiene una rotación más del elastómero del estator comparado con una configuración de tres etapas. A mayor etapas, la sección de potencia puede crear mayor presión diferencial, lo cual en rotación provee mayor torque al rotor.

4.1.7.3. Sección de Potencia ERT (ERT Power Section). Como se muestra en la figura 4.9, la configuración de la sección de potencia con tecnología ERT es similar a la sección de potencia convencional y operan de igual forma, sin

embargo, el estator de un motor ERT tiene un diseño diferente; el tubo de acero del estator es manufacturado con un perfil de lóbulos maquinados a través de él, y dentro de este es aplicada una capa delgada de elastómero, de ahí el nombre Even Rubber Thickness (ERT). Cuando el rotor se inserta dentro del estator, la capa delgada de caucho permite un sello flexible en las cavidades de flujo de la sección de potencia, mientras que el acero del estator provee un soporte fijo. Este tipo de diseño hace que incremente la eficiencia en cuanto a capacidad de torque, reducción de problemas por hinchazón del caucho y mayor resistencia en la parte interna del estator.

Figura 4.9. Corte transversal de la sección de potencia de un motor ERT.

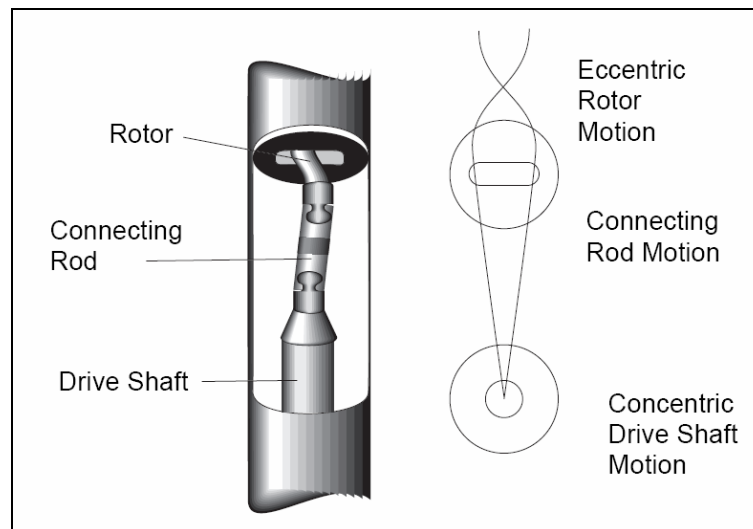


Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

4.1.7.4. Varilla Flexible (Drive assembly). Debido al diseño de la sección de potencia, hay una excentricidad rotacional del rotor dentro del estator, para compensar este movimiento de excentricidad y convertirlo en rotación concéntrica (por medio de un ensamblaje de balineras) en el momento que la energía mecánica llega a la broca, los motores utilizan una sección de transmisión (Drive

Assembly) o junta flexible que debe ser conectada en la parte inferior de la sección de potencia (Fig 4.10).

Figura 4.10. Junta flexible para la transmisión de potencia.

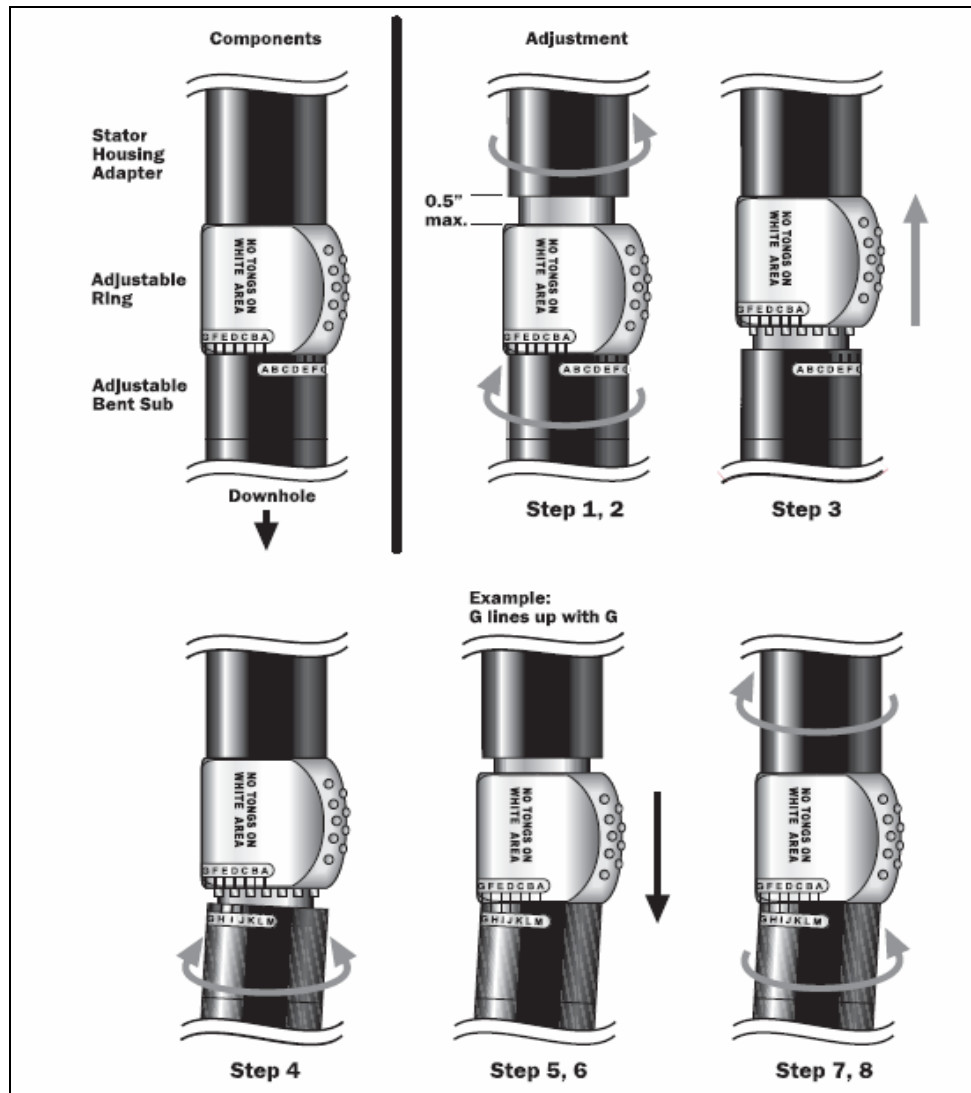


Fuente: Directional drilling training manual. Schlumberger. 1996.

4.1.7.5. Sección Curva (Adjustable assembly). Todos los motores con tecnología ERT contienen una sección ajustable, El Adjustable Assembly o sección curva (Fig 4.11), es la herramienta encargada de darle la inclinación a la herramienta para direccionar el pozo en el momento que sea requerido, este puede ser seteado desde cero hasta dos o tres grados con incrementos variables en el campo.

4.1.7.6. Sección de balineras (Mud lubricated bearing Section). Esta sección, transmite a la broca las cargas axial y rotacional al máximo y a su vez absorbe las cargas laterales reduciendo las vibraciones transmitidas de la broca hacia la sarta de perforación (Fig 4.12).

Figura 4.11. Sección curva y ajustable del motor. Encargada de dar la inclinación al motor.

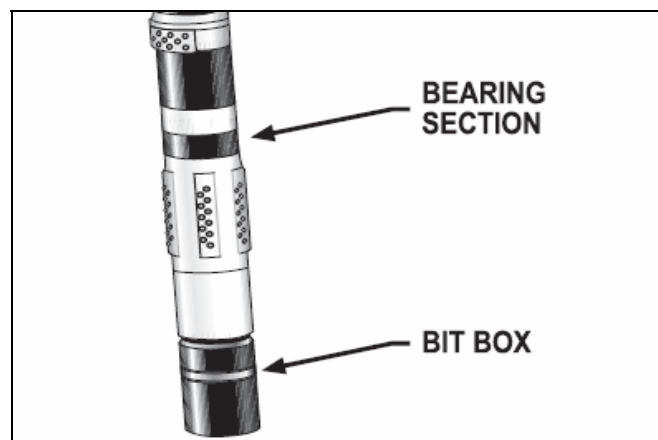


Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

La vida operativa de los motores de perforación, está limitada principalmente por el desgaste del estator, cojinetes de empuje, y componentes de transmisión. El elastómero del estator debe tener la suficiente resistencia para proporcionar un efectivo sello hidráulico alrededor del rotor mientras permite al rotor girar libremente, igualmente debe estar diseñado para soportar altas temperaturas.

Excesivas caídas de presión a través de cada etapa del motor acelera el desgaste del estator. Este problema es reducido con motores multilóbulos debido a que la velocidad rotacional y caída de presión por etapas es menor. Sin embargo, los torques operativos más altos de estos motores tienden a hacer que los componentes del tren de transmisión sea un enlace débil en el sistema.

Figura 4.12. Bearing Section.



Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

4.1.8. PARÁMETROS OPERACIONALES

A continuación se presentan algunos de los parámetros operacionales tanto para los motores convencionales como para los motores ERT.

En la figura 4.13, se muestran las dimensiones de las diferentes secciones tanto para un motor convencional como para un motor ERT, diámetro mínimo y máximo del pozo para el cual se recomienda usar el motor, igualmente se muestra el peso de la herramienta y el tipo de conexión tanto en la parte superior como en la parte inferior del motor.

En la figura 4.14 (A y B), se pueden observar parámetros de operación tanto para los motores convencionales (Fig 4.15A) como para los motores ERT (Fig 4.14B). Allí se encuentran datos como: tasa mínima y máxima de flujo, rpm, torque, potencia, caídas de presión, peso sobre la broca, etc.

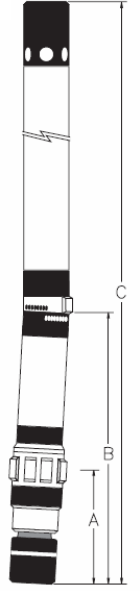
La figura 4.15 A y B, son graficas de eficiencia tanto para un motor convencional (Fig 4.15A) como para un motor ERT (Fig 4.15B), allí se pueden observar parámetros como rpm, torque (lb*ft) y diferencial de presión (psi) para diferentes tasas de flujo.

El primer componente de la carta es la línea RPM (eje vertical primario). En el eje horizontal primario se encuentra el diferencial de presión (psi). El diferencial de presión es la diferencia entre la presión del sistema cuando el motor esta en fondo cargado y cuando no está en fondo (no cargado).

Las líneas de RPM pueden ser usadas para determinar las RPM del motor, conociendo parámetros como la tasa de flujo y el diferencial de presión. Usando la figura 4.15A para un motor convencional, si la tasa de flujo es 450 GPM y el diferencial de presión es 345 psi, para un motor con premium nitrilo, la velocidad del motor debería ser aproximadamente 370 RPM. Para tasas de flujo diferentes a las mostradas en la gráfica, se pueden interpolar entre las líneas de 300 y 600 GPM.

El segundo componente de la carta es la línea de torque (eje vertical secundario), esta línea puede ser usada como una función de la caída de presión. La línea de torque empieza a presión diferencial cero y torque cero e incrementa linealmente a medida que aumenta la caída de presión. La misma línea de torque puede ser usada para diferentes tasas de flujo puesto que el torque es independiente de la tasa de flujo.

Figura 4.13. Dimensiones de las diferentes secciones del motor.

| | | | |
|------------------------------------------------------|-----------|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| STANDARD | | |  |
| PrecisionDrill™ Mud Lubricated Drilling Motor | | | |
| DIMENSIONAL DATA | | | |
| Length to Stabilizer (A): | 0.86 m | 34 in | |
| Length to Bend (B): | 2.03 m | 80 in | |
| Over-all Length (C): | 5.97 m | 316 in | |
| Maximum O.D. | 235 mm | 9.25 in | |
| Recommended Hole Size | | | |
| | Min: | 244 mm 9 5/8 in | |
| | Max: | 311 mm 12 1/4 in | |
| Top Box Connection: | 6 5/8 Reg | 6 5/8 Reg | |
| Bottom Box Connection: | 6 5/8 Reg | 6 5/8 Reg | |
| Weight: | 1500 kg | 3300 lbs | |
| ERT™ PERFORMANCE | | | |
| PrecisionDrill™ Mud Lubricated Drilling Motor | | | |
| DIMENSIONAL DATA | | | |
| Length to Stabilizer (A): | 0.86 m | 34 in | |
| Length to Bend (B): | 2.03 m | 80 in | |
| Over-all Length (C): | 9.37 m | 369 in | |
| Maximum O.D. | 235 mm | 9.25 in | |
| Recommended Hole Size | | | |
| | Min: | 244 mm 9 5/8 in | |
| | Max: | 311 mm 12 1/4 in | |
| Top Box Connection: | 6 5/8 Reg | 6 5/8 Reg | |
| Bottom Box Connection: | 6 5/8 Reg | 6 5/8 Reg | |
| Weight: | 1720 kg | 3800 lbs | |

Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

Figura 4.14. Especificaciones de funcionamiento del motor.

| | | | |
|-----------------------------------|------|------------------|------------------|
| PERFORMANCE SPECIFICATIONS | | | |
| Flow Rates | Min: | 1140 l/min | A 300 gpm |
| | Max: | 2270 l/min | 600 gpm |
| No-Load RPM/Flow Unit | | 0.227 rpm/l/min | 0.858 rpm/gpm |
| Full Load RPM Range | | 200 - 455 rpm | |
| Max. Torque (Standard): | | 1750 N-m | 1300 ft-lbs |
| (Premium): | | 2350 N-m | 1750 ft-lbs |
| Max. Power (Standard): | | 84 kW | 113 hp |
| (Premium): | | 113 kW | 152 hp |
| Max. Allowable Bit Pressure Drop: | | 10,300 kPa | 1500 psi |
| No-load Pressure Drop: | | 900 kPa | 130 psi |
| OPERATING LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 82,000 daN | 185,000 lbf |
| Max. Bit Overpull/WOB: | | 41,000 daN | 93,000 lbf |
| STATIC LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 197,000 daN | 444,000 lbf |
| Max. Bit Overpull/WOB: | | 50,000 daN | 112,000 lbf |
| ULTIMATE LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 329,000 daN | 740,000 lbf |
| Max. Bit Overpull: | | 227,000 daN | 510,000 lbf |
| Max. Weight on Bit: | | 83,000 daN | 186,000 lbf |
| PERFORMANCE SPECIFICATIONS | | | |
| Flow Rates | Min: | 1140 l/min | B 300 gpm |
| | Max: | 3410 l/min | 900 gpm |
| No-Load RPM/Flow Unit | | 0.0634 rpm/l/min | 0.239 rpm/gpm |
| Full Load RPM Range | | 45 - 140 rpm | |
| Max. Torque (Standard): | | 23,200 N-m | 17,100 ft-lbs |
| Max. Power (Standard): | | 340 kW | 456 hp |
| Max. Allowable Bit Pressure Drop: | | 10,300 kPa | 1500 psi |
| No-load Pressure Drop: | | 1380 kPa | 200 psi |
| OPERATING LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 82,000 daN | 185,000 lbf |
| Max. Bit Overpull/WOB: | | 41,000 daN | 93,000 lbf |
| STATIC LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 197,000 daN | 444,000 lbf |
| Max. Bit Overpull/WOB: | | 50,000 daN | 112,000 lbf |
| ULTIMATE LOAD CAPACITIES | | | |
| Max. Body Overpull: | | 329,000 daN | 740,000 lbf |
| Max. Bit Overpull: | | 227,000 daN | 510,000 lbf |
| Max. Weight on Bit: | | 83,000 daN | 186,000 lbf |

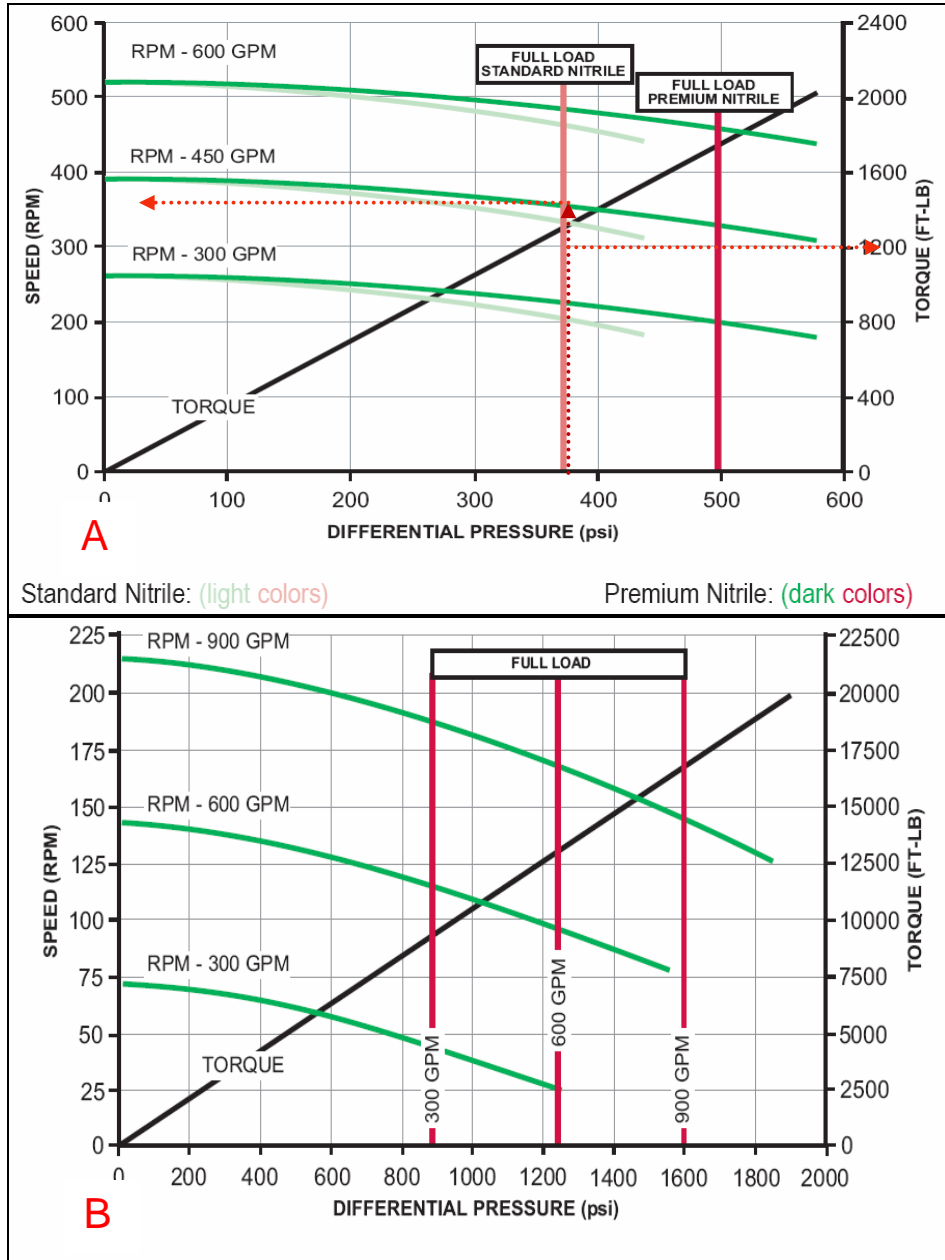
Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

El torque de salida del motor puede ser determinado conociendo el diferencial de presión a través de este. Usando la figura 4.15A, si el diferencial de presión es 345 psi, el torque de salida del motor es aproximadamente 1200 lb*ft.

La línea de full load significa el máximo diferencial de presión recomendado a la cual el motor de perforación debe ser operado, si se opera por encima de estos valores la vida operativa del estator se puede ver reducida.

El elastómero construido con premium nitrilo puede soportar caídas de presión mayores a las soportadas por el elastómero construido con nitrilo convencional. En la figura 4.15A, se puede ver que el motor de nitrilo convencional soporta una caída de presión máxima de 380 psi, mientras que el motor de premium nitrilo soporta hasta 500 psi de caída de presión, este extra de diferencial de presión hace que incremente el torque de salida. Igualmente, se puede observar en la figura 4.15B que estos parámetros incrementan significativamente para los motores ERT.

Figura 4.15. Gráficas de eficiencia para los motores convencional (A) y ERT (B).



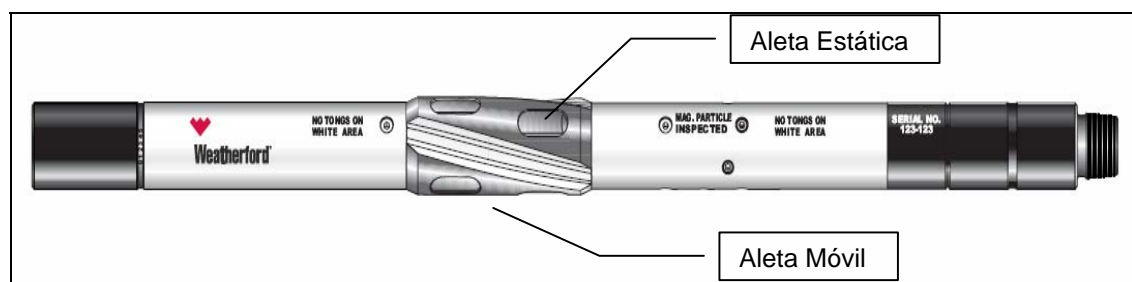
Fuente: Directional Drilling I. Operations Manual Weatherford. 2006.

4.2. ESTABILIZADOR AJUSTABLE (AGS)

El estabilizador ajustable o AGS por sus siglas en inglés (Adjustable Gauge Stabilizer), es una herramienta que se opera hidráulicamente desde superficie por el fluido de perforación. Se usa principalmente en la perforación de pozos direccionales, con el fin ayudar a construir, mantener o tumbar ángulo de inclinación durante la perforación del pozo, sin necesidad de realizar viajes adicionales para cambiar el diámetro del estabilizador. Las ventajas que ofrece esta herramienta ayudan a prevenir problemas operacionales como pega y colgamiento de tubería ya que se disminuyen los pies deslizados al igual que el tiempo deslizando (tiempo durante el cual la sarta no está en rotación).

Superficialmente, el AGS consta de tres aletas (estáticas) en forma de espiral de cero a 90 grados y seis aletas móviles (dos aletas móviles por cada aleta estática). Se utilizan aletas espiraladas por que en teoría no interfieren en el torque y a su vez permite el flujo de ripios de perforación hacia la superficie (Fig 4.16)

Figura 4.16. Estabilizador ajustable.



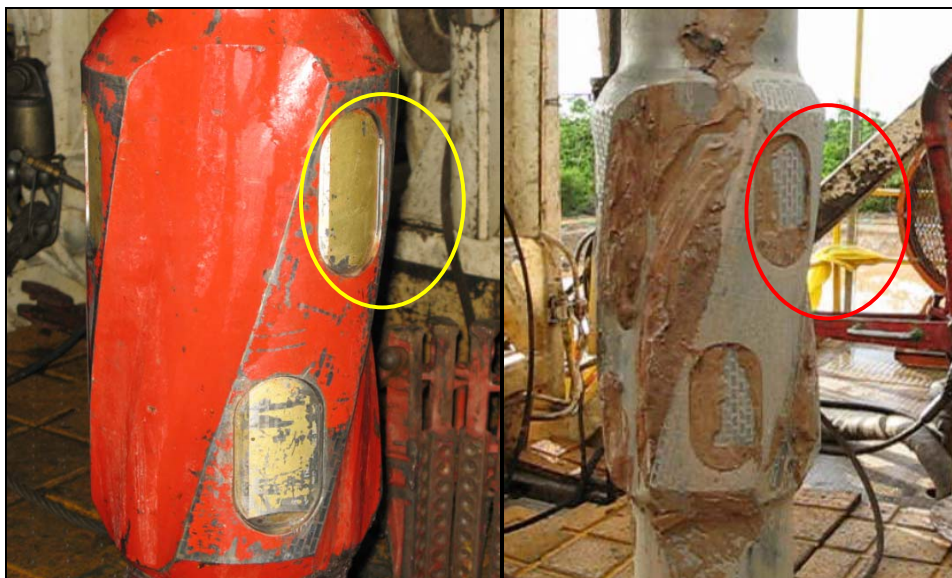
Fuente: Adjustable Gauge Stabilizer Work Instructions. Weatherford. 2006.

El diámetro de trabajo del AGS puede ser ajustado desde superficie por el fluido de perforación (aumentando o disminuyendo los GPM). El diferencial de presión a

través de la herramienta es usado para expandir o contraer los pistones móviles de esta. El diámetro del AGS al cual está operando, se puede identificar desde superficie por lecturas de presión en la standpipe. Si hay un incremento de presión entre 200 y 250 psi cuando las bombas están prendidas comparado con el ciclo anterior, los aletas están completamente extendidas (máximo diámetro del AGS), si la presión decrece con respecto a la lectura anterior, las aletas están en posición cerrada (diámetro mínimo del AGS) este incremento de presión está directamente relacionado con la configuración del choke de orificio instalado en la parte inferior de la herramienta antes de la bajarla al pozo.

Las aletas móviles tienen tres posiciones, neutra (cuando la bomba está apagada, la superficie externa de la aleta móvil está más adentro que la superficie de las aletas estáticas. Fig 4.17), cerrada (cuando la bomba está prendida a bajo GPM, la superficie externa de las dos aletas coinciden. Fig 4.18) y abierta (cuando la bomba está encendida a altas GPM, las aletas móviles sobresalen. Fig 4.19)

Figura 4.17. Estabilizador ajustable en posición neutra.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los Autores. 2008.

Figura 4.18. Estabilizador ajustable en posición cerrada.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los Autores. 2008.

Figura 4.19. Estabilizador ajustable en posición abierta.



Fuente: Occidental de Colombia, Inc. Los Autores. 2008.

A continuación en la tabla 4.1, se presentan las dimensiones y parámetros de operación para los dos estabilizadores usados en la perforación de los pozos direccionales del Campo la Yuca. En ella se destacan dos parámetros importantes tales como tasa de flujo (GPM) y temperatura de operación.

Tabla 4.1. Dimensiones y parámetros de operación para AGS de 8 ½” y 12 ¼” de diámetro.

| PARÁMETRO / DIMENSIÓN | Estabilizador Para Huevo De Diámetro | |
|--------------------------------------------------|--------------------------------------|-----------|
| | 8 ½” | 12 ¼” |
| Longitud total (ft) | 8.25 | 8.17 |
| Diámetro en posición cerrada (in) | 7.625 | 11.13 |
| Diámetro en posición abierta (in) | 8.5 | 12.25 |
| Mínimo diferencial de presión de operación (psi) | 275 | 275 |
| Máximo diferencial de presión de operación (psi) | 2000 | 2000 |
| Señal de presión (psi) | 150 - 250 | 150 - 250 |
| Mínima tasa de flujo recomendada (GPM) | 300 | 600 |
| Máxima tasa de flujo recomendada (GPM) | 800 | 1200 |
| Temperatura máxima de operación (°F) | 400 | 400 |

Fuente: Adjustable Gauge Stabilizer Work Instructions. Weatherford. 2006.

5. COMPARACION Y EVALUACION TÉCNICO-OPERACIONAL DE LOS MOTORES Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE

Al realizar la comparación y evaluación técnico-operacional de los motores usados en la perforación de los diferentes pozos en estudio, estos se separaron por diámetro (de finalización del pozo) y motor usado, con el fin de que los resultados obtenidos sean más representativos y a su vez presentarlos de manera práctica.

5.1. POZOS DE DIAMETRO 12 ¼”

En el campo caño limón y específicamente en el Campo la Yuca, se escogieron 7 pozos perforados con motor convencional, 8 pozos intervenidos con motor ERT y por último 2 pozos perforados con motor ERT mas estabilizador ajustable (Adjustable Gauge Stabilizer. AGS). En esta sección, se analizó el rendimiento de los motores y el estabilizador, igualmente se presenta la comparación entre éstos y las diferencias operacionales entre ellos.

5.1.2. Comparación Y Evaluación Técnico-Operacional De Los Motores

Luego de realizar un análisis del desempeño operacional de los motores usados en la perforación de cada uno de los pozos bajo estudio, se hizo una evaluación técnico-operacional y a su vez una comparación entre éstos, donde se ven reflejadas las tasas de penetración (ROP) y revoluciones por minuto (RPM) para cada motor de fondo. Esta comparación se hizo teniendo en cuenta estos dos parámetros, puesto que son dos puntos claves en la operación ya que de estos dos factores depende el tiempo de operación y por ende el costo final de la perforación de pozo.

5.1.2.1. Comparación de ROP. Para llevar a cabo esta comparación, se tuvo en cuenta 7 pozos perforados con motor convencional, 8 pozos en donde se utilizó el motor ERT y 2 pozos donde se perforo con motor ERT más AGS. Allí se muestran las ventajas operacionales que trajo consigo el cambio de motor en la perforación de los pozos. En las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se observan las tasas de penetración para los pozos perforados con motor convencional, ERT y ERT más AGS respectivamente.

Tabla 5.1. ROP obtenido en la perforación con Motor Convencional.

| POZO | ROP (ft/hr) |
|-------|-------------|
| LY-X2 | 70,9 |
| LY-X3 | 79,9 |
| LY-X4 | 77,5 |
| LY-X5 | 77,4 |
| LY-X6 | 87,2 |
| LY-X8 | 78,8 |
| LY-X9 | 65,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.2. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT.

| POZO | ROP (ft/hr) |
|--------|-------------|
| LY-X10 | 88,0 |
| LY-X11 | 88,1 |
| LY-X14 | 94,0 |
| LY-X15 | 99,0 |
| LY-X16 | 97,0 |
| LY-X17 | 92,1 |
| LY-X18 | 93,7 |
| LY-X20 | 95,8 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.3. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS.

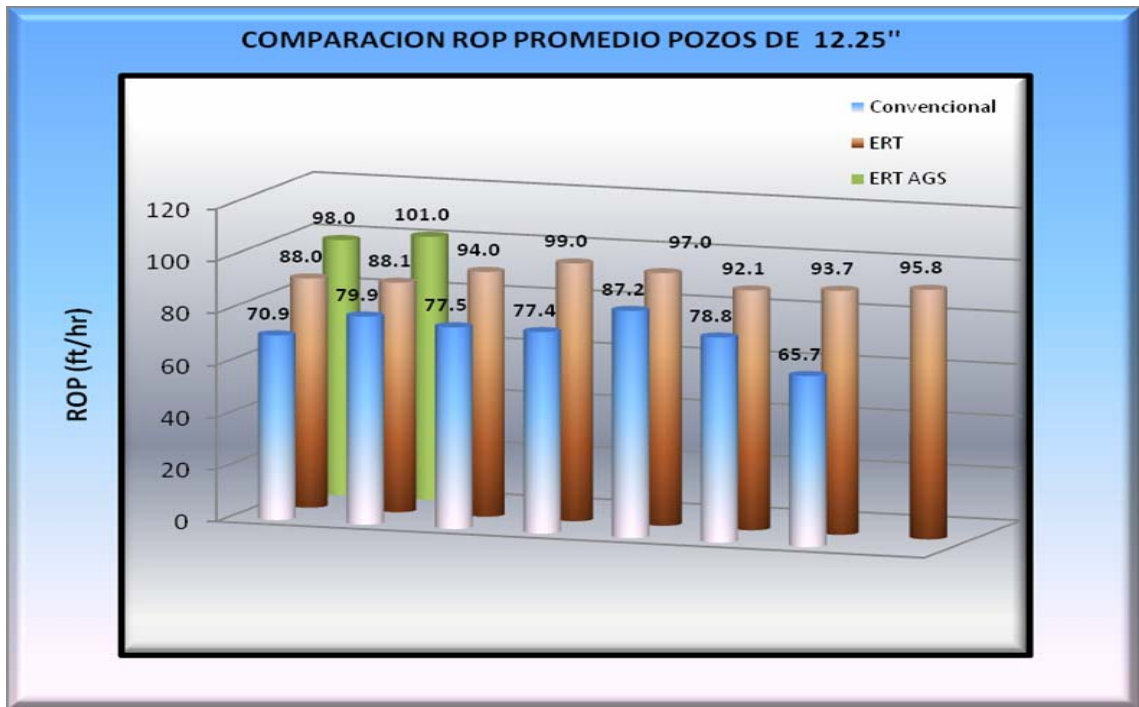
| POZO | ROP (ft/hr) |
|--------|-------------|
| LY-X31 | 98,0 |
| LY-X32 | 101,0 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Si se comparan las ROP obtenidas por los motores convencionales con las ROP obtenidas por los motores ERT, se puede observar que se obtuvo una mayor tasa de penetración en los pozos perforados con motor E.R.T. Igualmente, si se comparan las ROP entre los motores convencionales y los motores ERT mas AGS, este incremento es mayor a favor del ERT mas AGS, que el obtenido con los motores ERT; esto se debe a la configuración del motor y al aumento en horas de rotación y disminución de deslizamientos durante la perforación de cada intervalo. Al perforar con motor convencional, se debía emplear más tiempo deslizando para construir ángulo, lo que conlleva a gastar mucho más tiempo en la operación y un menor avance en la construcción del mismo, además de problemas de colgamientos de tubería. En la figura 5.1, se presenta una comparación del desempeño de cada herramienta en cada uno de los pozos.

Se calculó un promedio en la velocidad de penetración usando cada tipo de motor antes descrito (Tabla 5.4), lo cual arroja resultados muy favorables, esto lleva a concluir que al implementar el motor ERT y sumando a este el AGS, aumento en gran medida la velocidad de penetración en la perforación de los pozos (Fig 5.2).

Figura 5.1. Comparación de ROP por pozo perforado con motor Convencional y ERT.



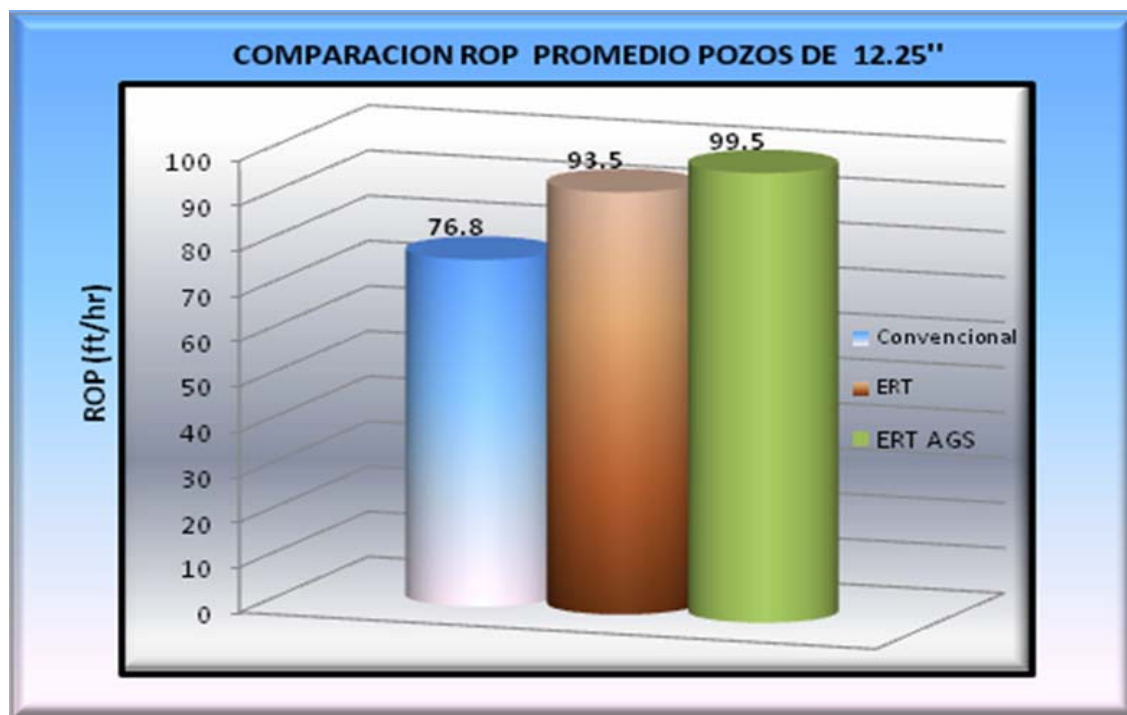
Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Tabla 5.4. ROP promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS.

| MOTOR | ROP Prom (ft/hr) |
|--------------|------------------|
| Convencional | 76,8 |
| ERT | 93,5 |
| ERT + AGS | 99,5 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 5.2. Comparación de ROP promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Con la implementación del motor ERT, en la perforación de los pozos en el Campo La Yuca se obtuvo un aumento del 22% en la tasa de penetración, y un aumento de 29.56% al cambiar de motor convencional a motor ERT con estabilizador ajustable. Durante el uso del motor convencional se perforaban los pozos con una ROP de 73 ft/hr y con el uso del motor ERT éste valor aumentó a 92.7 ft/hr y 99.5 ft/hr con motor ERT mas AGS, valores que disminuyen los tiempos de perforación y por ende permite que se tengan ahorros en los costos de cada pozo.

5.1.2.2 Comparación de RPM. Teniendo en cuenta los mismos pozos usados para la comparación de ROP, se presentan los resultados obtenidos en cuanto

RPM para cada uno de los motores. Motor convencional (Tabla 5.5), motor ERT (Tabla 5.6) y motor ERT mas AGS (Tabla 5.7).

Tabla 5.5. RPM obtenido en la perforación con Motor Convencional.

| POZO | RPM |
|-------|-------|
| LY-X2 | 84 |
| LY-X3 | 112 |
| LY-X4 | 88,9 |
| LY-X5 | 101,8 |
| LY-X6 | 144 |
| LY-X8 | 92,53 |
| LY-X9 | 83,33 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.6. RPM obtenido en la perforación de pozos con Motor ERT.

| POZO | RPM |
|--------|--------|
| LY-X10 | 139 |
| LY-X11 | 138 |
| LY-X14 | 135 |
| LY-X15 | 146,5 |
| LY-X16 | 136,57 |
| LY-X17 | 129,3 |
| LY-X18 | 130,57 |
| LY-X20 | 134,15 |

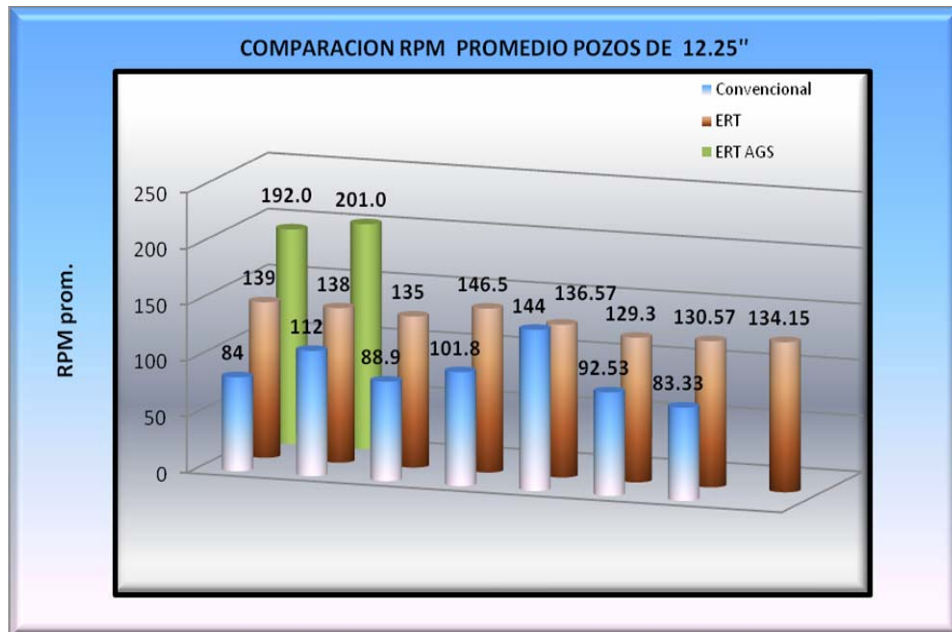
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.7. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS.

| POZO | RPM |
|--------|-------|
| LY-X31 | 192,0 |
| LY-X32 | 201,0 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 5.3. Comparación de RPM por pozo perforado con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

Tabla 5.8. RPM promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.

| MOTOR | RPM Prom |
|--------------|----------|
| Convencional | 100 |
| ERT | 136,14 |
| ERT + AGS | 196,5 |

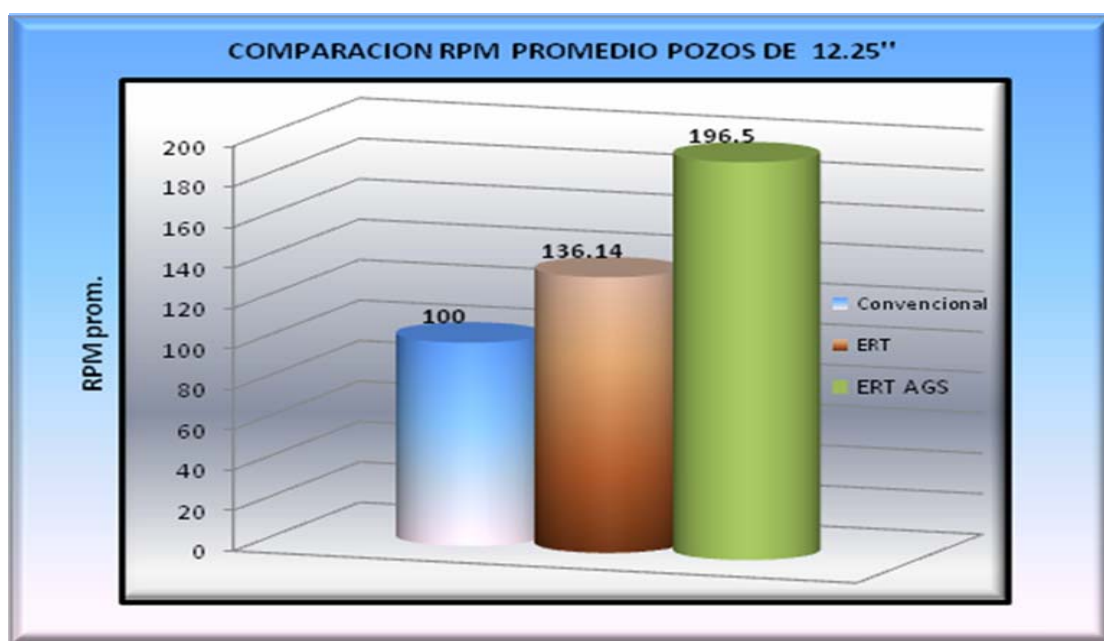
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

De las tablas 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 y la figura 5.3, se observa que las RPM aumentaron significativamente con el uso del motor ERT e incremento más con la implementación del motor ERT con AGS. El aumento fue de 36.14% al usar motor ERT, de 96.5% sumándole al BHA de fondo el AGS. La explicación de éste incremento en las RPM, es el aumento en las horas de rotación y la disminución del tiempo deslizando, que además de favorecer en acortar los tiempos, impide

que se presenten problemas de colgamientos; también ayuda al aumento en la velocidad de penetración, y como consecuencia los ahorros de tiempos y costos por menores pagos en alquiler de equipo y demás servicios.

En la figura 5.4, se observan las RPM promedio obtenidas para cada uno de los motores usados, notándose un gran aumento al pasar de motor convencional a motor ERT con AGS.

Figura 5.4. Comparación RPM promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.

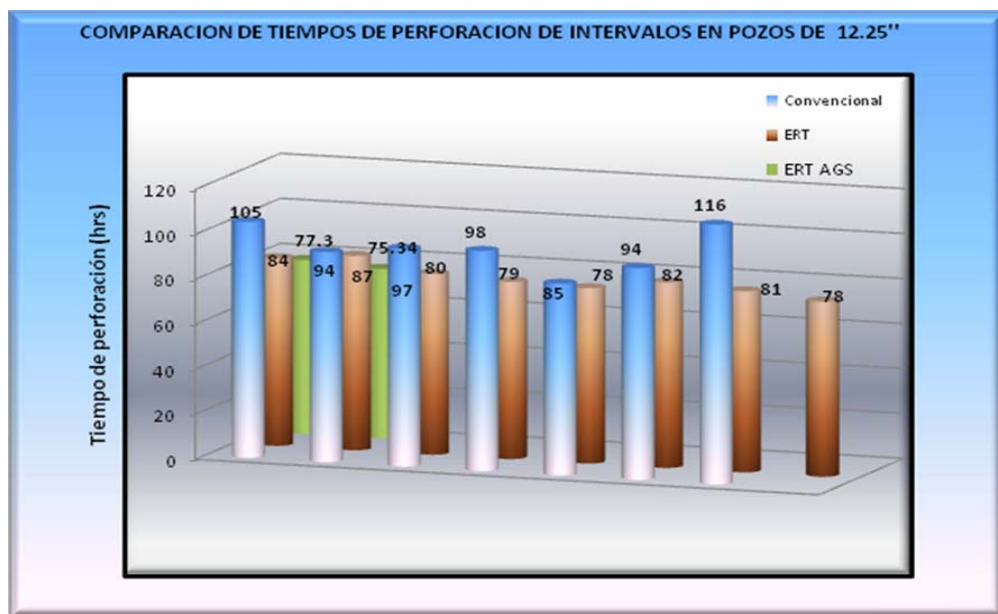


Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

5.1.2.3. Comparación de tiempos. La figura 5.5, es una gráfica que muestra la comparación de tiempos de perforación por pozo para cada uno de los motores usados, en ella se observa que al usar motor ERT mas AGS, el tiempo de perforación es menor al empleado con motor convencional. Se aclara que el

tiempo en mención no es el tiempo total de la perforación del pozo, solo es el tiempo referido a la perforación del intervalo donde estuvo involucrado el motor de fondo, es decir, tiempo de perforación después de bajar el BHA con el motor de fondo.

Figura 5.5. Comparación de tiempos de perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



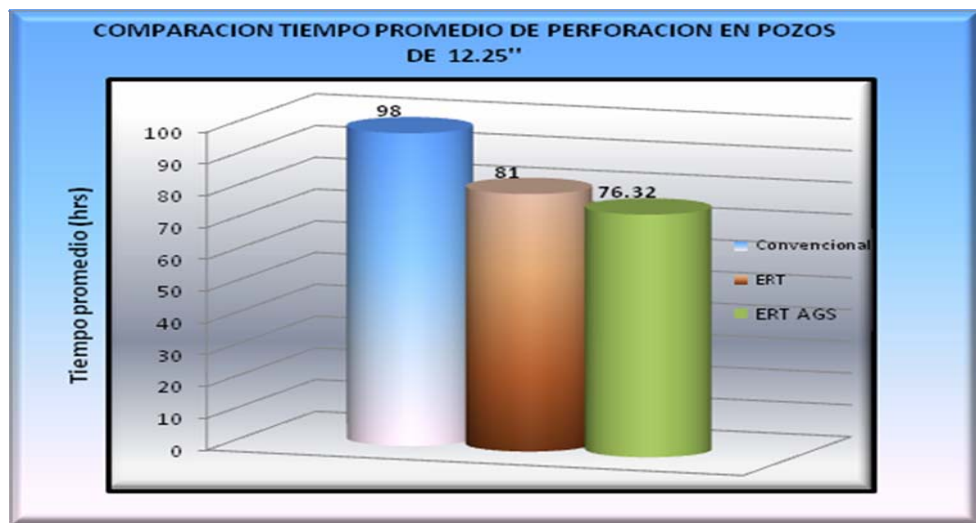
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

La evaluación del rendimiento de los motores estudiados, lleva a la conclusión de que se tuvo un ahorro significativo en el tiempo de perforación de intervalos promedios de 7521 pies de profundidad. La implementación del motor ERT, proporcionó un ahorro del 17.35% en los tiempos de operación, y de 22% al usar ERT mas AGS, esto indica que se disminuyeron los costos destinados para la perforación de cada pozo (Fig 5.6).

5.1.2.4. Comparación de tiempo y pies deslizados. En las tablas 5.9, 5.10 y 5.11 se presentan los pies deslizados por pozo y el tiempo empleado en esta

operación, para los motores Convencional, ERT y ERT mas AGS respectivamente. Igualmente, en la tabla 5.12 se presenta un promedio de estos parámetros para cada motor.

Figura 5.6. Comparación tiempos promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT + AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

Tabla 5.9. Tiempos vs Pies deslizados con motor convencional en pozos de 12.25”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizando (hr) |
|-------|-----------------|------------------------|
| LY-X2 | 1078,0 | 29,1 |
| LY-X3 | 485,0 | 14,27 |
| LY-X4 | 653,0 | 19 |
| LY-X5 | 483,0 | 16,7 |
| LY-X6 | 391,0 | 13,7 |
| LY-X8 | 583,0 | 13,73 |
| LY-X9 | 745,0 | 46,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.10. Tiempos vs Pies deslizados con motor E.R.T en pozos de 12.25”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizado (hr) |
|--------|-----------------|-----------------------|
| LY-X10 | 463,0 | 13,79 |
| LY-X11 | 449,0 | 14,27 |
| LY-X14 | 430,0 | 13,4 |
| LY-X15 | 358,0 | 10,5 |
| LY-X16 | 1036,0 | 30,82 |
| LY-X17 | 876,0 | 22,42 |
| LY-X18 | 424,0 | 10,39 |
| LY-X20 | 210,0 | 5,67 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.11. Tiempos vs Pies deslizados con motor E.R.T más AGS en pozos de 12.25”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizado (hr) |
|--------|-----------------|-----------------------|
| LY-X31 | 213,0 | 6 |
| LY-X32 | 245,0 | 7,3 |

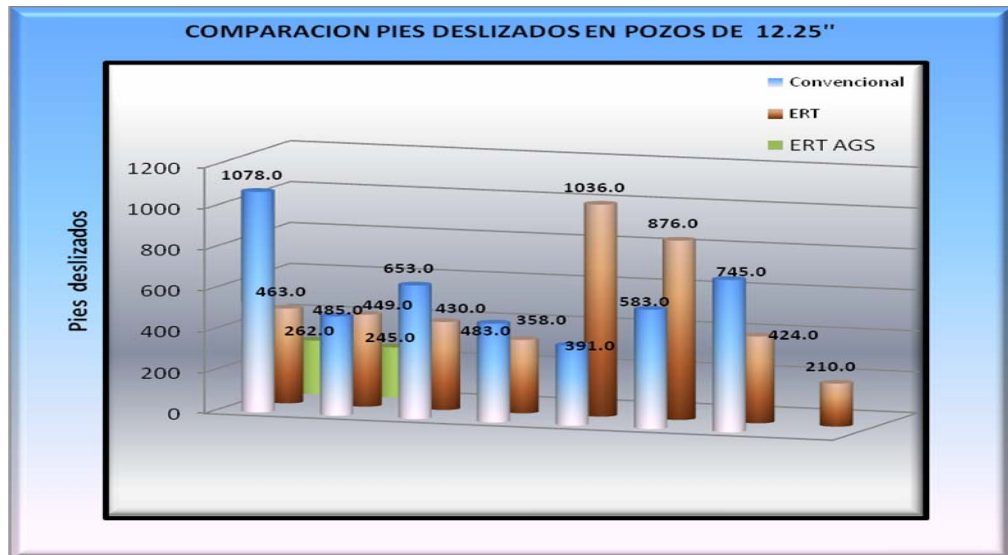
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.12. Promedio de tiempo vs. Pies deslizados según motor en pozos de 12.25”.

| Motor | Prom. Pies Deslizados | Tiempo Prom. Deslizados (hr) |
|--------------|-----------------------|------------------------------|
| Convencional | 608 | 18,1 |
| E.R.T | 531 | 15,2 |
| E.R.T AGS | 229 | 6,7 |

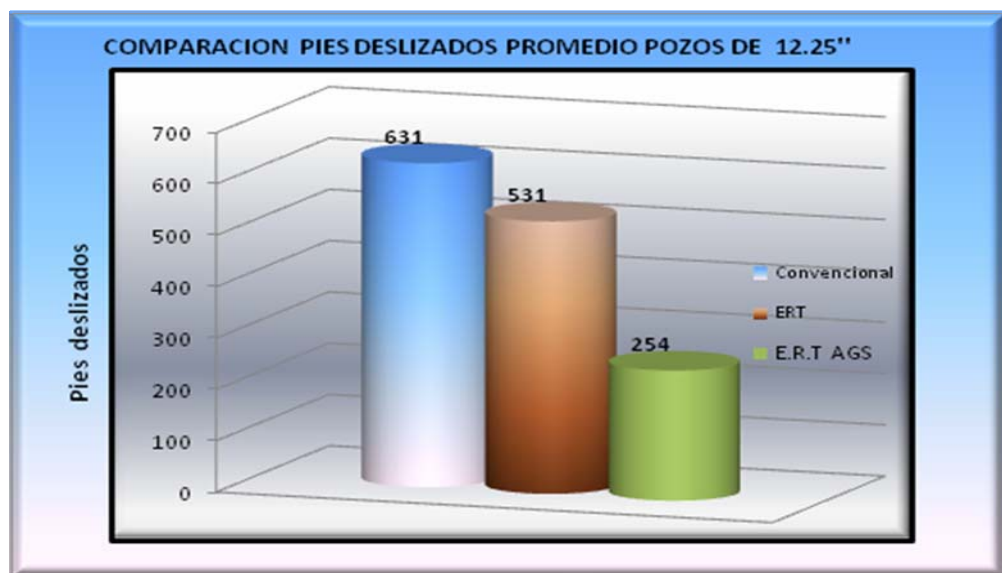
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 5.7. Comparación de pies deslizados en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



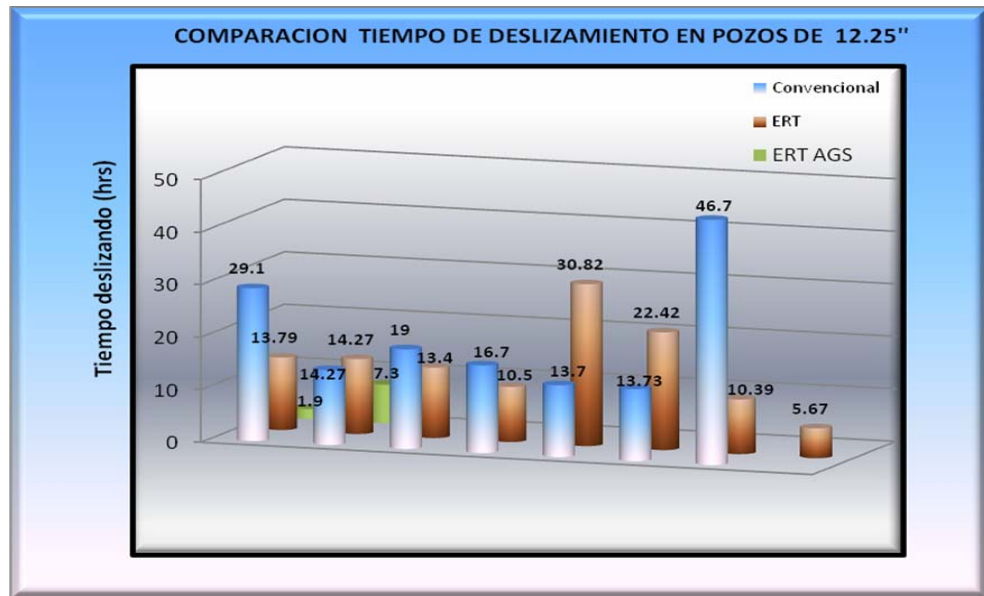
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

Figura 5.8. Comparación de pies promedio deslizados en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



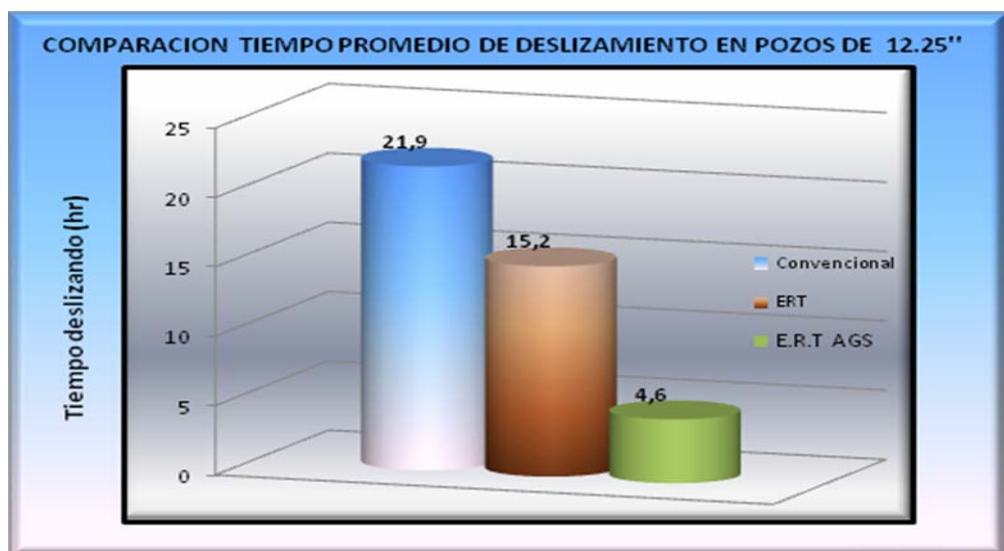
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

Figura 5.9. Comparación de tiempo de deslizamiento en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

Figura 5.10. Comparación de tiempos promedio de deslizamiento en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

De los resultados promedios obtenidos en cuanto a los parámetros de pies deslizados y tiempo de deslizamiento (Fig 5.8 y Fig 5.10 respectivamente), se observa una reducción de 377 pies deslizados y 17.3 horas en tiempo deslizando. La disminución en estos dos parámetros hace que se minimicen muchos riesgos operacionales como pega de tubería, colgamientos etc, y sin duda que la operación avance más rápido y de esta manera haya reducción en los costos de perforación.

5.2. POZOS DE DIÁMETRO 8 ½.”

Los pozos escogidos para éste análisis, fueron 3 perforados con motor convencional, 3 perforados con ERT y por ultimo 2 pozos perforados con motor ERT mas AGS. Igualmente, en esta sección se analizará el comportamiento de la operación y el rendimiento de los motores y el estabilizador, también se presenta la comparación entre éstos y las diferencias operacionales de cada uno de ellos.

5.2.2. Comparación Y Evaluación Técnico-Operacional De Los Motores

5.2.2.1. Comparación de ROP. Para esta evaluación y comparación, se tuvo en cuenta 2 pozos perforados con motor convencional, 3 pozos perforados con ERT y 2 pozos perforados con ERT más AGS. En las tablas 5.13, 5.14 y 5.15 se observan las tasas de penetración para los pozos perforados con motor convencional, ERT y ERT más AGS respectivamente.

Tabla 5.13. ROP obtenido en la perforación con Motor Convencional.

| POZO | ROP (ft/hr) |
|-------|-------------|
| LY-X1 | 65 |
| LY-X7 | 80 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.14. ROP obtenido en la perforación de pozos con Motor ERT.

| POZO | ROP (ft/hr) |
|--------|-------------|
| LY-X12 | 101,9 |
| LY-X13 | 90,84 |
| LY-X19 | 108,5 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.15. ROP obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS.

| POZO | ROP (ft/hr) |
|--------|-------------|
| LY-X29 | 109 |
| LY-X30 | 100,01 |

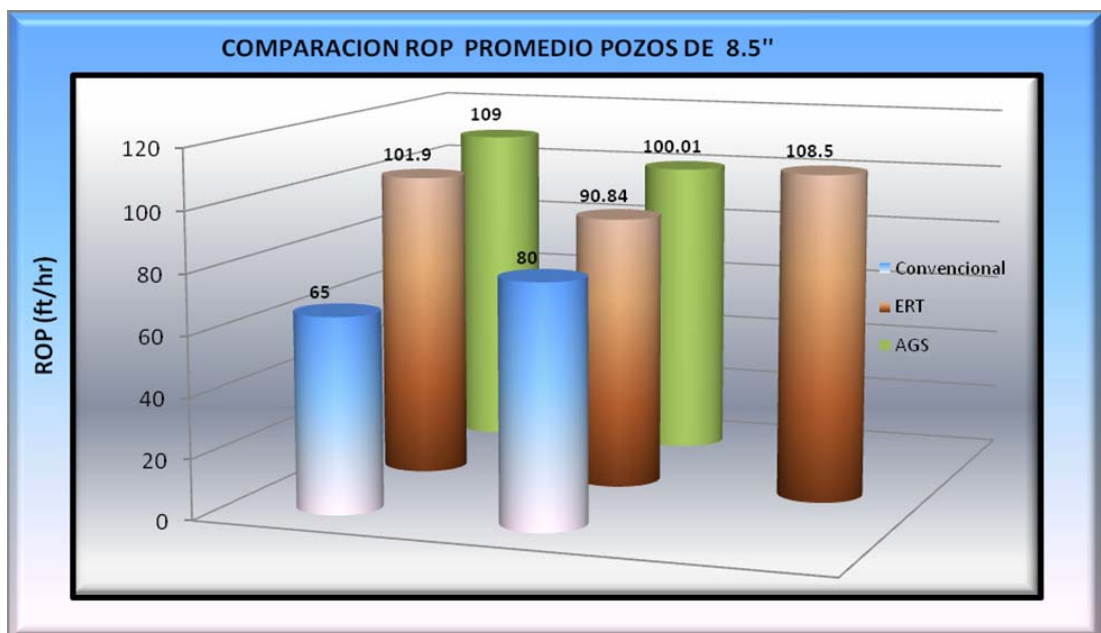
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

En el pozo LY-X30, se probó por primera vez el sistema de estabilizador ajustable, obteniendo un buen resultado en cuanto a tasas de penetración y por ende en tiempos de operación. A su vez se presentaron menos problemas operacionales por la reducción de tiempos y pies deslizados.

Si se comparan las ROP obtenidas por los motores convencionales con las ROP obtenidas por los motores ERT, se puede observar que se obtuvo una mayor tasa de penetración en los pozos perforados con motor ERT. Igualmente, si se comparan las ROP entre los motores convencionales y los motores ERT mas AGS, este incremento es mayor a favor del ERT mas AGS, que el obtenido con los motores ERT (Fig 5.11 y 5.12); esto se debe a la configuración del motor y al aumento en horas de rotación y disminución de deslizamientos durante la

perforación de cada intervalo. Al perforar con motor convencional, se debía emplear más tiempo deslizando para construir ángulo, lo que conlleva a gastar mucho más tiempo en la operación y un menor avance en la construcción del mismo, además de problemas de colgamientos de tubería.

Figura 5.11. Comparación de ROP por pozo perforado con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



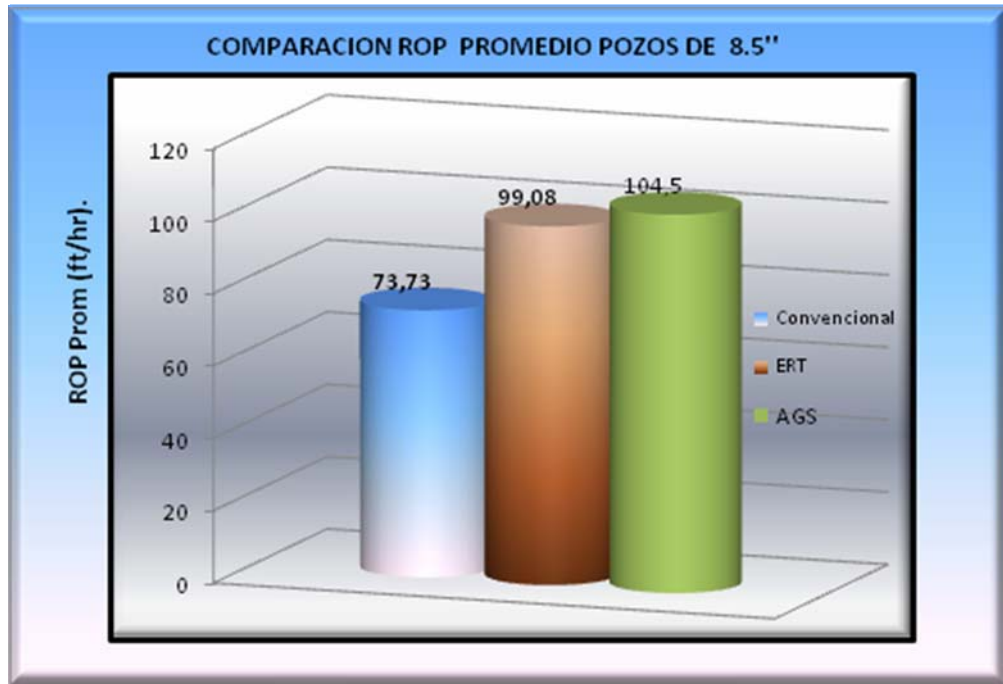
Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Tabla 5.16. ROP promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.

| MOTOR | ROP prom (ft/hr) |
|--------------|------------------|
| Convencional | 73,73 |
| ERT | 99,08 |
| ERT + AGS | 104,5 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 5.12. Comparación de ROP promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Se obtuvo un aumento en un 34.4% al pasar de motor convencional a motor de fondo ERT y el mismo parámetro aumentó en un 42% al pasar de motor convencional a motor ERT con AGS.

5.2.2.2. Comparación de RPM. Teniendo en cuenta los mismos pozos usados para la comparación de ROP, se presentan los resultados obtenidos en cuanto RPM para cada uno de los motores. Motor convencional (Tabla 5.17), motor ERT (Tabla 5.18) y motor ERT mas AGS (Tabla 5.19).

Tabla 5.17. RPM obtenido en la perforación con Motor Convencional.

| POZO | RPM |
|-------|-------|
| LY-X1 | 164,4 |
| LY-X7 | 96 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.18. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT.

| POZO | RPM |
|--------|-------|
| LY-X12 | 193,4 |
| LY-X13 | 202 |
| LY-X19 | 153 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

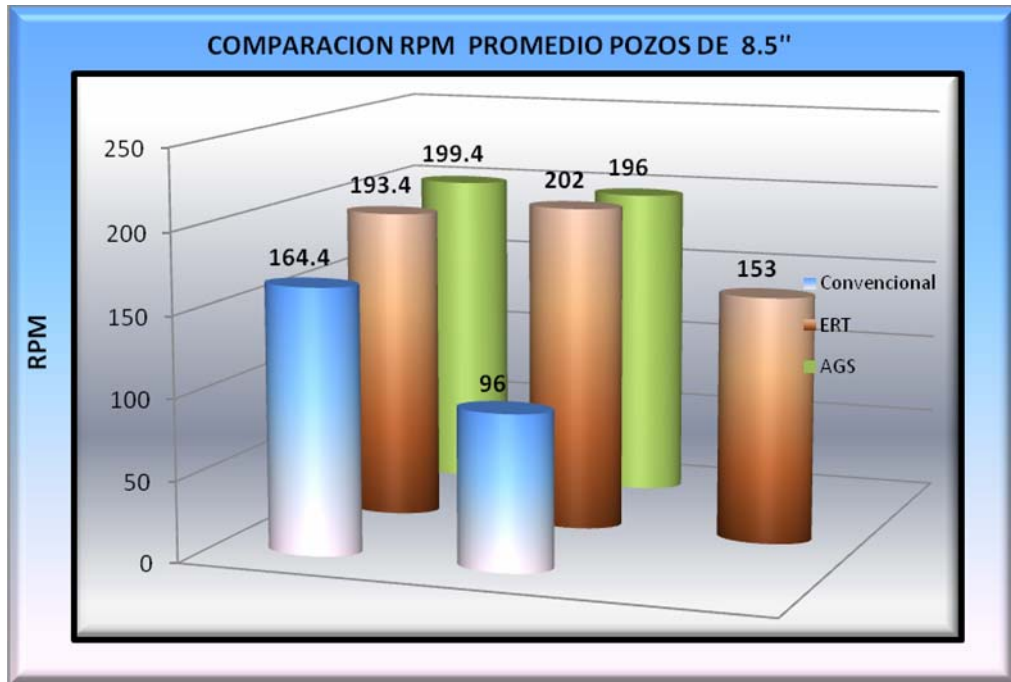
Tabla 5.19. RPM obtenido en la perforación con Motor ERT más AGS.

| POZO | RPM |
|--------|-------|
| LY-X29 | 199,4 |
| LY-X30 | 196 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

En los pozos de 8.5 pulgadas de diametro, se puede observar tambien un aumento en las revoluciones por minuto al cambiar de motor y mucho mas al agregarle estabilizador ajustable a la operación, este ultimo ayuda a disminuir las horas de deslizamiento y a aumentar las horas de rotación.

Figura 5.13. Comparación de RPM por pozo perforado, con Motor Convencional, ERT y ERT más AGS.



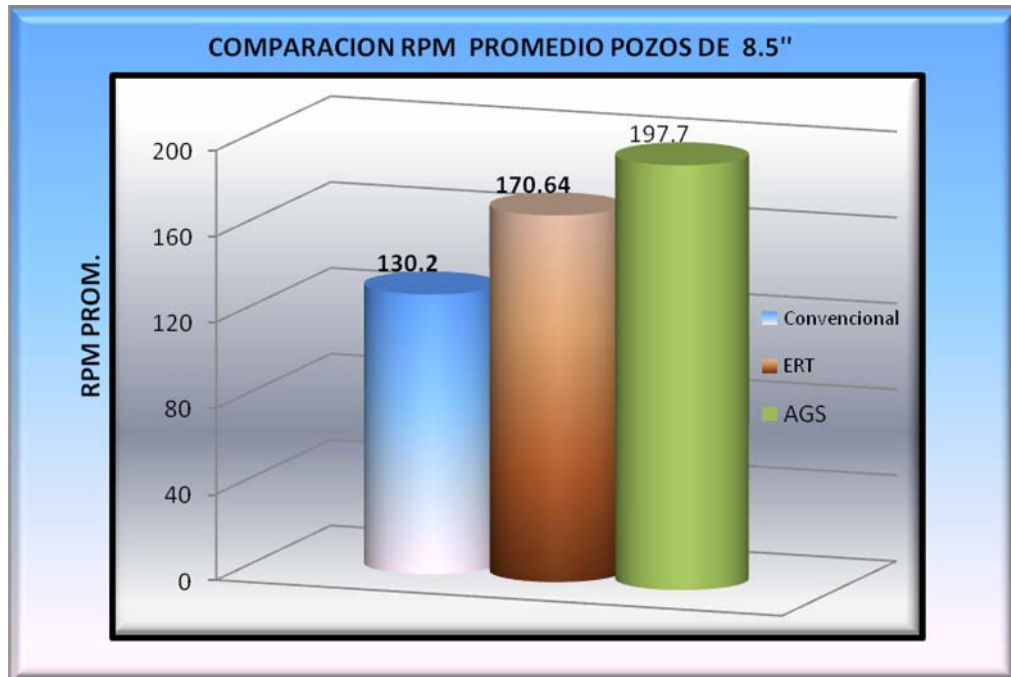
Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Tabla 5.20. RPM promedio obtenido en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.

| MOTOR | RPM Prom. |
|--------------|-----------|
| Convencional | 130,2 |
| ERT | 170,6 |
| ERT + AGS | 197,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 5.14. Comparación de RPM promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.

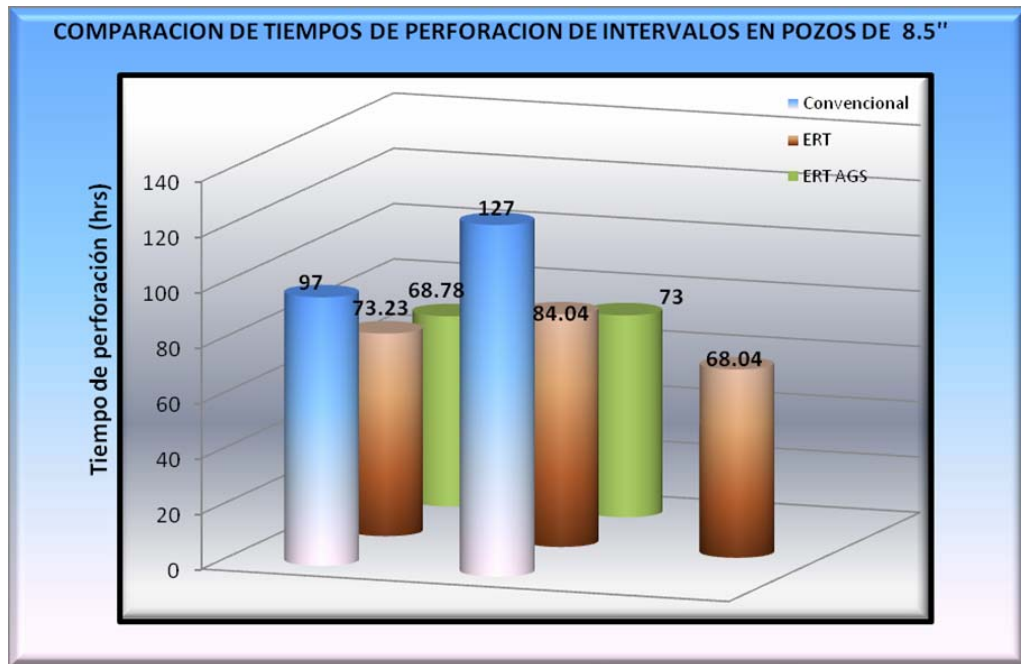


Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En la grafica 5.14, se observa que las RPM incrementaron en 31% al pasar de motor convencional a motor ERT y en 51.8% al cambiar de motor convencional a motor ERT con AGS (valores promedios).

5.2.2.3. Comparación de tiempos. La figura 5.15, es una gráfica que muestra la comparación de tiempos de perforación por pozo para cada uno de los motores usados, en ella se observa que al usar motor ERT con AGS, el tiempo de perforación es menor al empleado con motor convencional. Igualmente, se aclara que el tiempo en mención no es el tiempo total de la perforación del pozo, solo es el tiempo referido a la perforación del intervalo donde estuvo involucrado el motor de fondo, es decir, tiempo de perforación después de bajar el BHA con el motor de fondo.

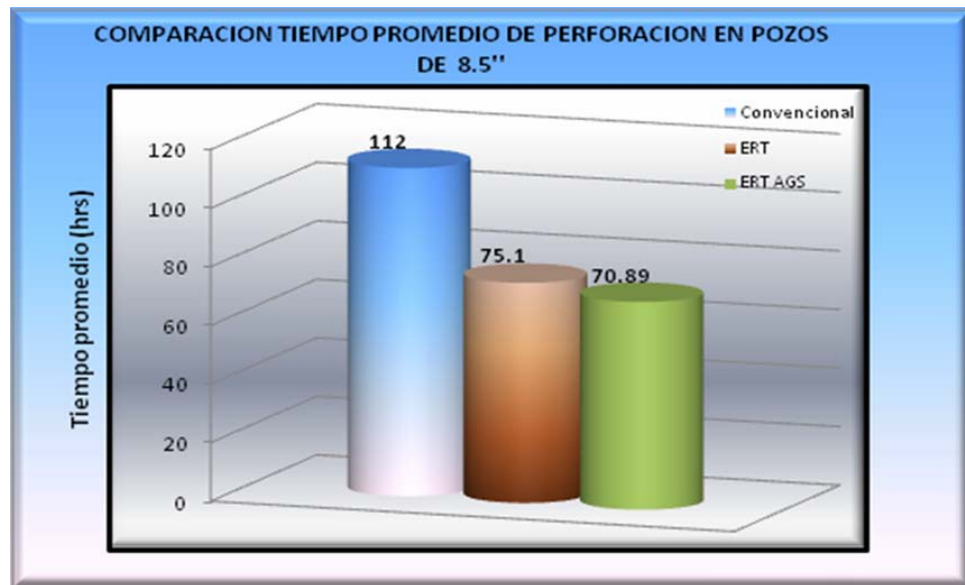
Figura 5.15. Comparación de tiempos de perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

La evaluación del rendimiento de los motores estudiados, lleva a la conclusión de que se tuvo un ahorro significativo en el tiempo de perforación de intervalos promedios de 7521 pies de profundidad. La implementación del motor ERT, proporcionó un ahorro de 36.9 horas (promedio por pozo) en los tiempos de operación, y de 41.1 horas al usar ERT con AGS, esto indica que se disminuyeron los costos destinados para la perforación de cada pozo (Fig 5.16).

Figura 5.16. Comparación de tiempos promedio en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

5.2.2.4. Comparación de tiempos y pies deslizados. El tiempo y los pies deslizados, son dos parámetros muy importantes, ya que al reducir las horas de deslizamiento se evitan problemas operacionales como pega o colgamiento de tubería y se aumenta por ende los tiempos de rotación lo que aumenta la tasa de penetración y disminuye consecuentemente los tiempos de operación.

En las tablas 5.21, 5.22 y 5.23 se presentan los pies deslizados por pozo y el tiempo empleado en esta operación, para los motores Convencional, ERT y ERT con AGS respectivamente. Igualmente, en la tabla 5.24 se presenta un promedio de estos parámetros para cada motor.

Tabla 5.21. Tiempo y pies deslizados con Motor Convencional en pozos de 8.5”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizado (hr) |
|-------|-----------------|-----------------------|
| LY-X7 | 673,0 | 14,67 |
| LY-X1 | 658,0 | 19,93 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.22. Tiempo y pies deslizados con Motor ERT en pozos de 8.5”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizado (hr) |
|--------|-----------------|-----------------------|
| LY-X12 | 213,0 | 4,6 |
| LY-X13 | 741,0 | 12 |
| LY-X19 | 105,0 | 1,8 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 5.23. Tiempo y pies deslizados con Motor ERT mas AGS en pozos de 8.5”.

| Pozo | Pies Deslizados | Tiempo Deslizado (hr) |
|--------|-----------------|-----------------------|
| LY-X29 | 458,0 | 7,0 |
| LY-X30 | 207,0 | 4,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

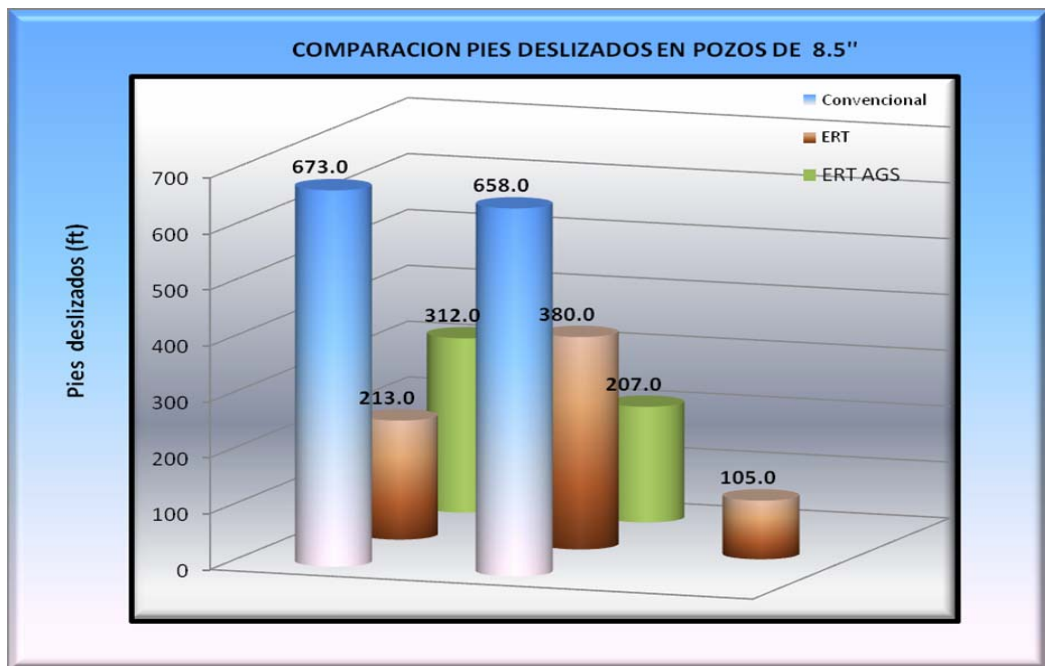
Tabla 5.24. Promedio de tiempo y pies deslizados según motor en pozos de 8.5”.

| Motor | Prom. Pies Deslizados | Tiempo Prom. Deslizados (hr) |
|--------------|-----------------------|------------------------------|
| Convencional | 666 | 17,3 |
| E.R.T | 105 | 1,8 |
| E.R.T + AGS | 207 | 4,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

En las figuras 5.17 y 5.19, se presentan los resultados obtenidos (por pozo y motor) para los pies deslizados y tiempo deslizando respectivamente. Igualmente, en las figuras 5.18 y 5.20 se presentan los valores promedio obtenidos para los pies deslizados y tiempo deslizando respectivamente, para cada motor. Allí se observa que estos parámetros disminuyeron significativamente con la implementación de los motores ERT y ERT con AGS. La disminución en estos dos parámetros hace que se minimicen muchos riesgos operacionales y sin duda que la operación avance más rápido y de esta manera haya reducción en los costos de perforación.

Figura 5.17. Comparación de pies deslizados en perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



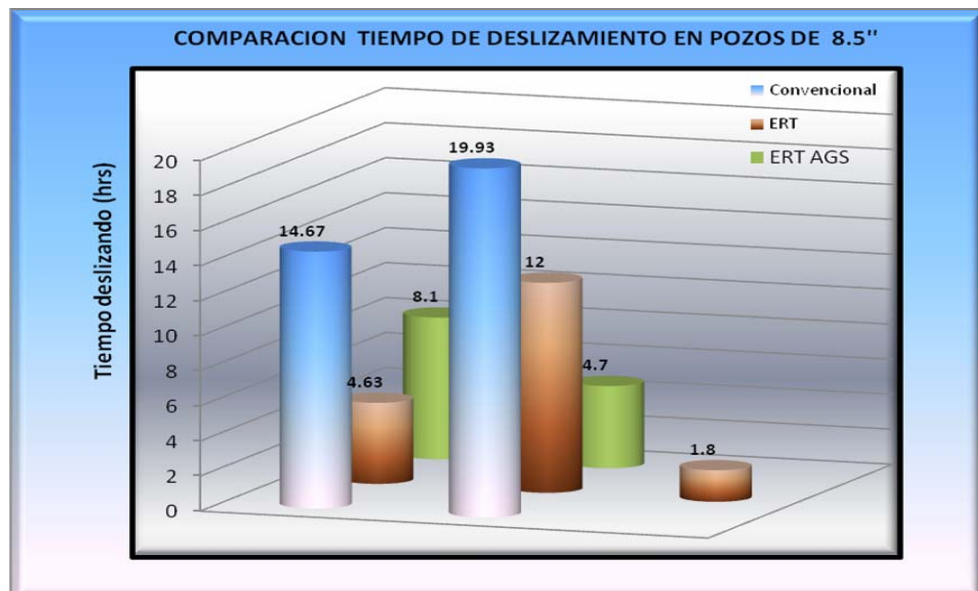
Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Figura 5.18. Comparación de pies promedio deslizados en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT y AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Figura 5.19. Comparación de tiempo de deslizamiento en perforación con motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Figura 5.20. Comparación de tiempos promedio de deslizamiento en la perforación con Motor Convencional, ERT, ERT más AGS.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS MOTORES Y SISTEMA DE ESTABILIZADOR AJUSTABLE

Desde hace aproximadamente dos años los pozos direccionales del Campo la Yuca, se perforan con motor de fondo (ERT. Even Rubber Thickness) diferente al utilizado años atrás (Convencionales), sumado a un estabilizador ajustable (AGS) que se está utilizando actualmente. Debido a estos cambios de herramientas, se hace necesario realizar una evaluación que muestre los resultados tanto económicos como operacionales, obtenidos en estos años como consecuencia de estos cambios.

6.1. POZOS SOMETIDOS A ESTUDIO

Los pozos sometidos a esta evaluación, son los pozos direccionales perforados durante los años 2006, 2007 y 2008 (hasta agosto), para un total de 30 pozos. En la tabla 6.1, se muestran los pozos sometidos a estudio, clasificados por año, nombre, profundidad total perforada (MD y TVD) y desviación máxima.

6.1.1. Clasificación De Los Pozos Por Diámetro

Por sugerencia de la compañía interesada en el proyecto, se realizó la evaluación clasificando los pozos por diámetros de hueco (producción) de 12 ¼" y 8 ½", que son los diámetros estándar de los pozos perforados en este campo.

6.1.1.1. Pozos de diámetro 12 ¼". En la tabla 6.2, se muestra esta clasificación, allí se observa que durante este tiempo se perforaron 5 pozos en el 2006, 15 en el 2007 y 2 en el 2008 para un total de 22 pozos de este diámetro.

6.1.1.2. Pozos de diámetro 8 ½”. En la tabla 6.3, se presenta esta clasificación, allí se observa que en el año 2006 no se perforaron pozos de diámetro 8 ½”, en el 2007 se perforaron 7 y 1 en el 2008, para un total de 8 pozos de este diámetro.

Tabla 6.1. Pozos sometidos a la evaluación.

| Año | No | Nombre Pozo | Profundidad Total (ft) | | Desviación (°) |
|-----------------|----|-------------|------------------------|----------------|----------------|
| | | | MD | TVD | |
| 2006 | 1 | LY-X33 | 8.075,0 | 8.005,2 | 14,3 |
| | 2 | LY-X2 | 8.055,0 | 7.903,3 | 20,1 |
| | 3 | LY-X21 | 8.231,0 | 7.994,4 | 24,5 |
| | 4 | LY-X8 | 8.067,2 | 8.018,0 | 12,7 |
| | 5 | LY-X9 | 8.223,0 | 7.982,2 | 32,7 |
| 2007 | 1 | LY-X1 | 8.032,0 | 7.951,7 | 15,4 |
| | 2 | LY-X3 | 6.984,0 | 6.785,2 | 15,1 |
| | 3 | LY-X4 | 8.081,0 | 7.935,5 | 19,6 |
| | 4 | LY-X5 | 8.085,0 | 7.889,0 | 22,6 |
| | 5 | LY-X22 | 8.051,0 | 8.011,7 | 13,0 |
| | 6 | LY-X10 | 7.973,0 | 7.911,1 | 14,9 |
| | 7 | LY-X11 | 8.222,0 | 8.014,3 | 23,9 |
| | 8 | LY-X6 | 7.991,0 | 7.948,3 | 11,2 |
| | 9 | LY-X7 | 8.281,0 | 7.960,4 | 28,9 |
| | 10 | LY-X12 | 8.068,0 | 8.016,9 | 13,3 |
| | 11 | LY-X13 | 8.071,0 | 7.862,8 | 24,7 |
| | 12 | LY-X14 | 8.016,0 | 7.875,2 | 19,4 |
| | 13 | LY-X15 | 8.117,0 | 8.008,9 | 16,3 |
| | 14 | LY-X16 | 8.174,0 | 8.004,5 | 21,4 |
| | 15 | LY-X17 | 8.227,0 | 8.021,4 | 20,6 |
| | 16 | LY-X23 | 8.272,0 | 8.217,5 | 14,7 |
| | 17 | LY-X18 | 8.150,0 | 8.082,9 | 15,3 |
| | 18 | LY-X24 | 8.124,0 | 8.083,6 | 10,5 |
| | 19 | LY-X19 | 7.974,0 | 7.933,5 | 11,1 |
| | 20 | LY-X29 | 8.148,0 | 7.873,6 | 25,1 |
| | 21 | LY-X30 | 7.913,0 | 7.854,1 | 14,1 |
| 2008 | 1 | LY-X20 | 8.061,0 | 8.018,5 | 12,6 |
| | 2 | LY-X31 | 8.034,0 | 7.913,6 | 19,3 |
| | 3 | LY-X28 | 8.072,0 | 8.013,2 | 12,4 |
| | 4 | LY-X32 | 8.151,0 | 8.045,8 | 16,1 |
| Promedio | | | 8.059,0 | 7.936,2 | 17,7 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Tabla 6.2. Pozos evaluados de diámetro 12 ¼”.

| Año | No | Nombre Pozo | Profundidad Total (ft) | | Desviación (°) | Motor Usado | | |
|-----------------|----|-------------|------------------------|----------------|----------------|-------------|-----|---------|
| | | | MD | TVD | | CONV | ERT | ERT+AGS |
| 2006 | 1 | LY-X33 | 8.075,0 | 8.005,2 | 14,3 | Y | | |
| | 2 | LY-X2 | 8.055,0 | 7.903,3 | 20,1 | Y | | |
| | 3 | LY-X21 | 8.231,0 | 7.994,4 | 24,5 | Y | | |
| | 4 | LY-X8 | 8.067,2 | 8.018,0 | 12,7 | Y | | |
| | 5 | LY-X9 | 8.223,0 | 7.982,2 | 32,7 | Y | | |
| 2007 | 1 | LY-X3 | 6.984,0 | 6.785,2 | 15,1 | Y | | |
| | 2 | LY-X4 | 8.081,0 | 7.935,5 | 19,6 | Y | | |
| | 3 | LY-X5 | 8.085,0 | 7.889,0 | 22,6 | Y | | |
| | 4 | LY-X22 | 8.051,0 | 8.011,7 | 13,0 | Y | | |
| | 5 | LY-X10 | 7.973,0 | 7.911,1 | 14,9 | | Y | |
| | 6 | LY-X11 | 8.222,0 | 8.014,3 | 23,9 | | Y | |
| | 7 | LY-X6 | 7.991,0 | 7.948,3 | 11,2 | Y | | |
| | 8 | LY-X14 | 8.016,0 | 7.875,2 | 19,4 | | Y | |
| | 9 | LY-X15 | 8.117,0 | 8.008,9 | 16,3 | | Y | |
| | 10 | LY-X16 | 8.174,0 | 8.004,5 | 21,4 | | Y | |
| | 11 | LY-X17 | 8.227,0 | 8.021,4 | 20,6 | | Y | |
| | 12 | LY-X23 | 8.272,0 | 8.217,5 | 14,7 | | Y | |
| | 13 | LY-X18 | 8.150,0 | 8.082,9 | 15,3 | | Y | |
| | 14 | LY-X24 | 8.124,0 | 8.083,6 | 10,5 | | Y | |
| | 15 | LY-X20 | 8.061,0 | 8.018,5 | 12,6 | | Y | |
| 2008 | 1 | LY-X31 | 8.034,0 | 7.913,6 | 19,3 | | | Y |
| | 2 | LY-X32 | 8.151,0 | 8.045,8 | 16,1 | | | Y |
| Promedio | | | 8.055,5 | 7.937,1 | 17,6 | | | |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

6.2. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Al realizar la evaluación de los pozos en cuanto a costos, lo primero que se hizo fue delimitar el proyecto, con el fin de incluir solo los costos y ciertos parámetros directamente implicados en el cambio, tales como: costo del taladro (US \$/hr), costo del viaje (US \$/hr), costo del motor de fondo (US \$/hr), costo de la broca (US \$/ft) intervalo total perforado y tiempo de perforación de dicho intervalo.

Igualmente se aclara que, al realizar este análisis, se tomo como base los costos de los parámetros mencionados anteriormente para un pozo patrón que la compañía tiene como referencia y en base a este pozo se hicieron las comparaciones.

Tabla 6.3. Pozos evaluados de diámetro 8 ½”.

| Año | No | Nombre Pozo | Profundidad Total (ft) | | Desviación (°) | Motor Usado | | |
|-----------------|----|-------------|------------------------|----------------|----------------|-------------|----------|----------|
| | | | MD | TVD | | CONV | ERT | ERT+AGS |
| 2007 | 1 | LY-X1 | 8.032,0 | 7.951,7 | 15,4 | Y | | |
| | 2 | LY-X7 | 8.281,0 | 7.960,4 | 28,9 | Y | | |
| | 3 | LY-X12 | 8.068,0 | 8.016,9 | 13,3 | | Y | |
| | 4 | LY-X13 | 8.071,0 | 7.862,8 | 24,7 | | Y | |
| | 5 | LY-X19 | 7.974,0 | 7.933,5 | 11,1 | | Y | |
| | 6 | LY-X29 | 8.148,0 | 7.873,6 | 25,1 | | | Y |
| | 7 | LY-X30 | 7.913,0 | 7.854,1 | 14,1 | | | Y |
| 2008 | 1 | LY-X28 | 8.072,0 | 8.013,2 | 12,4 | | Y | |
| Promedio | | | 8.069,9 | 7.933,3 | 18,1 | - | - | - |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

6.2.1. Evaluación Económica Para Pozos De Diámetro 12 ¼”.

Para esta evaluación se tuvo en cuenta los pozos descritos en la tabla 6.2 según el motor usado en la operación del pozo y los costos de brocas, equipo, costos de los viajes realizados durante la perforación del intervalo, sumado al tiempo de operación, y profundidad total perforada, se calculó la tasa de penetración total al intervenir el pozo y el costo del intervalo comparado con el costo base que la compañía tenía de un pozo guía o patrón, con el cual se llevaron a cabo las comparaciones y los ahorros que cada motor proporcionó a la compañía.

6.2.1.1. Evaluación económica para pozos de diámetro 12 ¼”, perforados con motor convencional. En esta evaluación se tuvieron en cuenta 10 pozos de los

que se tenían datos de costos reales de operación, resumidos en los ítems que se requerían para la evaluación económica (profundidad del intervalo, costos del equipo (US\$/hr), costos de los viajes realizados (US\$/hr), costos del servicio de brocas y por supuesto el costo del servicio direccional, que para el caso bajo estudio se resume en el costo del motor de fondo usado.

Tabla 6.4. Resumen de Costos y Rendimiento, para pozos de diámetro 12 ¼". Motor Convencional.

| Análisis Económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo total Brocas (US\$) | Costo total del viaje (US\$) | Costo total (US\$) | Intervalo Perforado [ft] | ROP promedio [ft/hr] | Costo por pie promedio [\$ft] |
| Caño Limón | 1 | 51.000 | 3.187 | 224.617 | 7.500 | 65.2 | 29.95 |
| LY- X2 | 1 | 32.000 | 4.189 | 186.759 | 7.441 | 70.9 | 25.10 |
| LY- X3 | 1 | 47.023 | 4.213 | 185.315 | 7.466 | 79.9 | 24.82 |
| LY- X4 | 1 | 47.023 | 4.238 | 190.359 | 7.522 | 77.5 | 25.31 |
| LY- X5 | 1 | 47.023 | 4.270 | 191.825 | 7.588 | 77.4 | 25.28 |
| LY- X6 | 1 | 47.023 | 4.419 | 173.623 | 7.444 | 87.2 | 23.32 |
| LY- X22 | 1 | 47.023 | 4.203 | 186.452 | 7.433 | 78.8 | 25.08 |
| LY- X9 | 1 | 47.023 | 4.284 | 216.934 | 7.593 | 65.7 | 28.57 |
| LY- X22 | 1 | 30.857 | 3.043 | 197.811 | 7.435 | 65.5 | 26.61 |
| LY- X21 | 1 | 32.000 | 4.288 | 263.577 | 7.603 | 48.0 | 34.67 |
| LY- X33 | 1 | 32.000 | 2.802 | 201.834 | 7.465 | 64.6 | 27.04 |

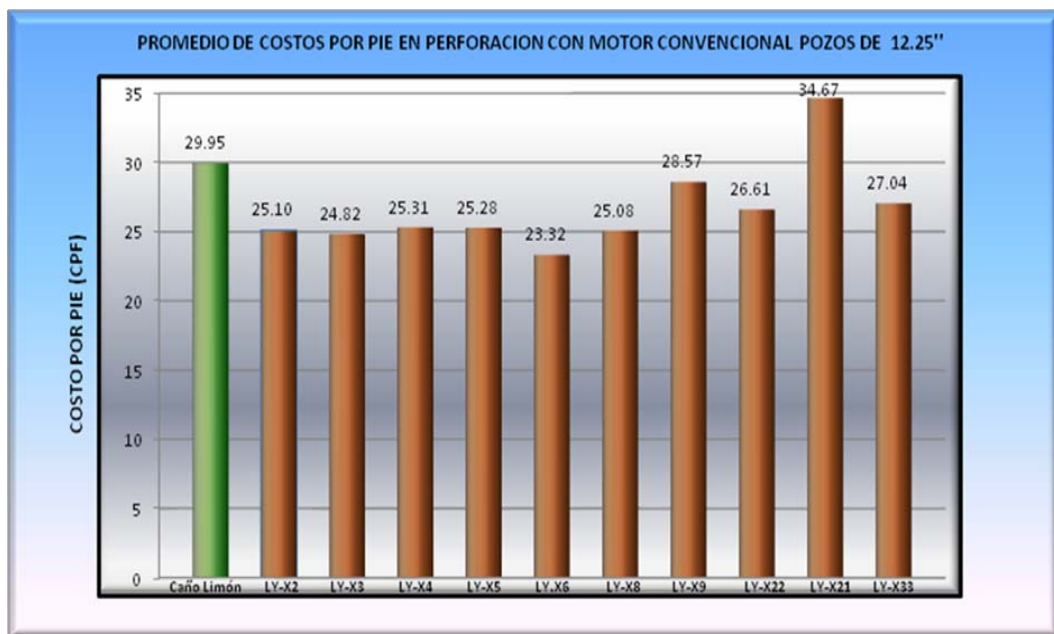
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$25.168

Para los pozos de diámetro de 12 ¼", se comparó con los costos de un pozo patrón que tiene en cuenta el departamento de operación perforación antes de evaluar la operación en un pozo real, de dicho pozo se tienen datos de costos de brocas, viajes, costos totales del intervalo a perforar, ROP promedio y costos por pie, podría decirse que es una prognosis de los resultados esperados en los pozos reales del Campo la Yuca. Para esta sección se evaluaron los 10 pozos mencionados anteriormente, y se comparó con los datos del pozo guía

basándonos en datos reales de la operación, obtenidos de Open Wells y de reportes de brocas entregadas a la compañía. Se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US \$25.168, lo que indica que al perforar estos 10 pozos la compañía ahorró US \$251.680 en total. Esta fórmula de ahorros totales se obtiene de restar a los costos del pozo guía los costos de los pozos reales del Campo La Yuca. A continuación se muestran las graficas de comparación de costos y tiempos de operación entre el pozo patrón y los pozos reales de 12 ¼" perforados con motor convencional.

Figura 6.1. Comparación de costo por pie, usando motor convencional en pozos de diámetro de 12 ¼".

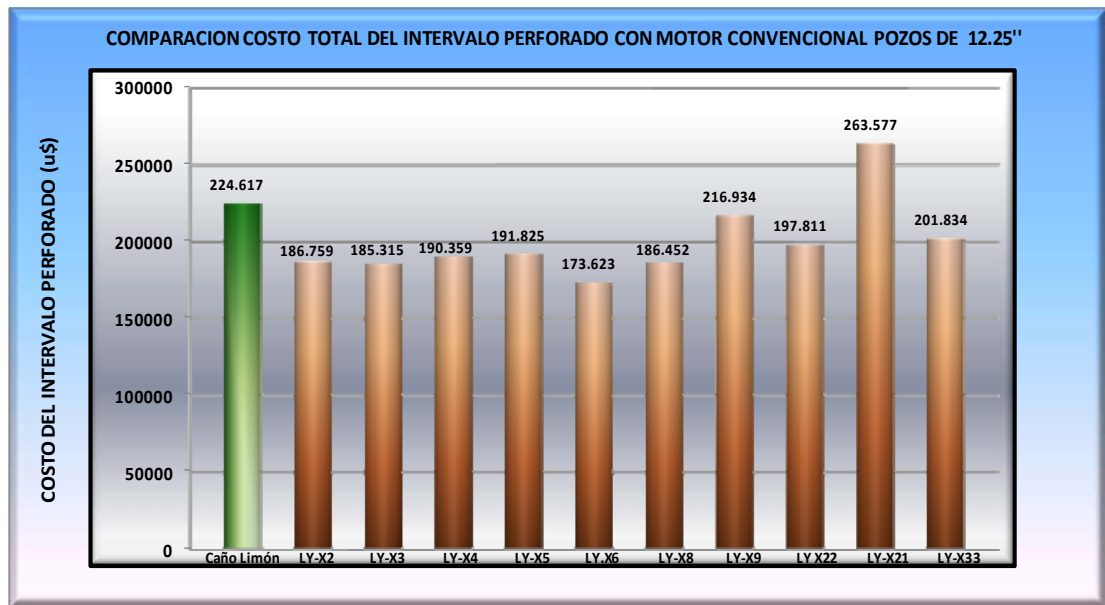


Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En esta grafica (6.1), se puede observar los valores promedio del costo por pie perforado, se nota que en general los pozos perforados con motor convencional

están por debajo del valor promedio del pozo base, pero no se ven diferencias considerables.

Figura 6.2. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor convencional pozos de 12 ¼”.

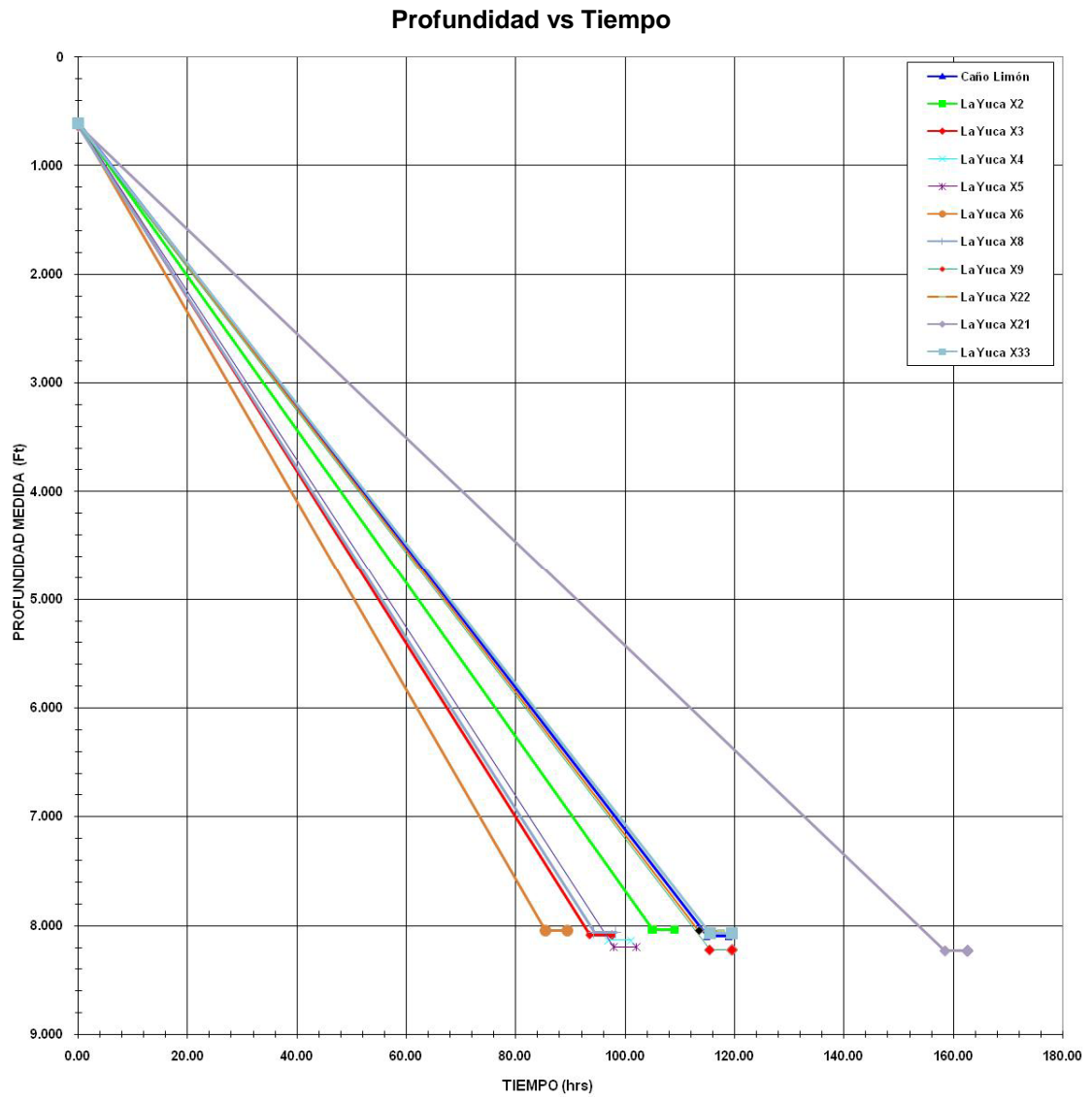


Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En general todos los pozos perforados con motor convencional estuvieron por debajo del tiempo de operación del pozo base (caño limón), a excepción de La Yuca 21 que supero este tiempo considerablemente (Fig 6.3).

En la figura 6.4, se puede observar un ahorro de US \$25.168 promedio por pozo, como se mencionó anteriormente, aquí se puede apreciar el comparativo de costos de los pozos reales y el pozo patrón (Caño Limón).

Figura 6.3. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor convencional, pozos de 12 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Figura 6.4. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor convencional. Pozos de diámetro 12 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S.

6.2.1.2. Evaluación económica para pozos de diámetro 12 ¼”, perforados con motor ERT. Para evaluar los pozos perforados con motor E.R.T se tuvieron en cuenta 10 pozos resumidos en la tabla 6.2, se realizó la comparación de los datos reales de costos con los datos del pozo base y a través de la hoja de cálculo usada por la compañía de brocas Reed Hycalog, se obtuvo el ahorro promedio por pozo al implementar este tipo de motores en los que se tenían datos de costos reales de operación.

Tabla 6.5. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 12 ¼". Motor E.R.T.

| Análisis Económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo total Brocas (U\$) | Costo total viaje (U\$) | Costos totales (U\$) | Intervalo perforado [ft] | ROP promedio [ft/hr] | Promedio costo por pie [U\$/ft] |
| Caño Limón | 1 | 51.000 | 3.187 | 224.617 | 7.500 | 65.2 | 29.95 |
| LY-X10 | 1 | 43.900 | 3.014 | 153.126 | 7.348 | 88.0 | 20.84 |
| LY-X11 | 1 | 47.023 | 4.514 | 191.148 | 7.624 | 88.1 | 25.07 |
| LY-X14 | 1 | 47.023 | 4.497 | 181.751 | 7.556 | 94.0 | 24.05 |
| LY-X15 | 1 | 47.023 | 3.973 | 163.869 | 7.489 | 99.2 | 21.88 |
| LY-X16 | 1 | 47.023 | 4.001 | 167.649 | 7.567 | 97.0 | 22.16 |
| LY-X17 | 1 | 51.430 | 4.027 | 178.735 | 7.595 | 92.1 | 23.53 |
| LY-X23 | 1 | 51.430 | 4.002 | 175.854 | 7.546 | 93.7 | 23.30 |
| LY-X18 | 1 | 47.023 | 3.997 | 171.457 | 7.546 | 93.7 | 22.72 |
| LY-X24 | 1 | 51.430 | 3.977 | 180.987 | 7.514 | 89.5 | 24.09 |
| LY-X20 | 1 | 51.430 | 3.946 | 172.733 | 7.470 | 95.2 | 23.12 |

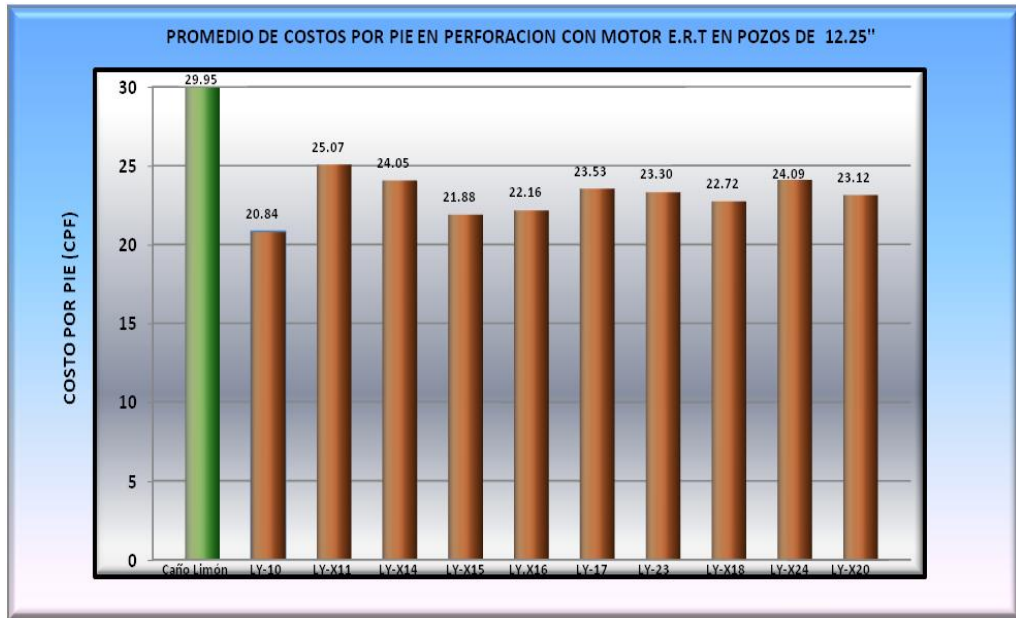
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$50.886

En los pozos de diámetro de 12 ¼", se realizó nuevamente la comparación con los datos del pozo patrón, basados en datos reales de la operación, obtenidos de Open Wells y de reportes de brocas entregadas a la compañía. Se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US \$50.886, lo que indica que al perforar estos 10 pozos la compañía ahorró US \$508.860, aumentando de más del doble de los ahorros obtenidos con motor convencional, esto se debe al rendimiento de los motores ERT que permiten una perforación más rápida y eficiente.

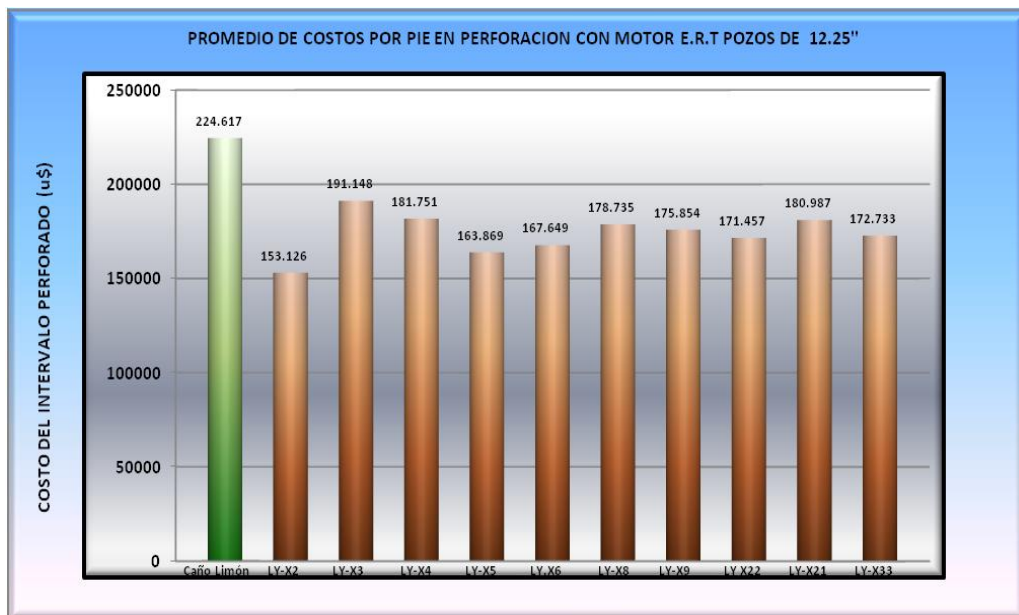
En las graficas 6.5 y 6.6, se presenta una comparación del costo por pie y costo total del intervalo perforado respectivamente frente a los mismos costos para el pozo patrón, usando motor ERT. Allí se observa que el costo para los pozos reales está por debajo del costo para el pozo patrón.

Figura 6.5. Comparación de costo por pie, usando motor ERT en pozos de diámetro de 12 ¼”.



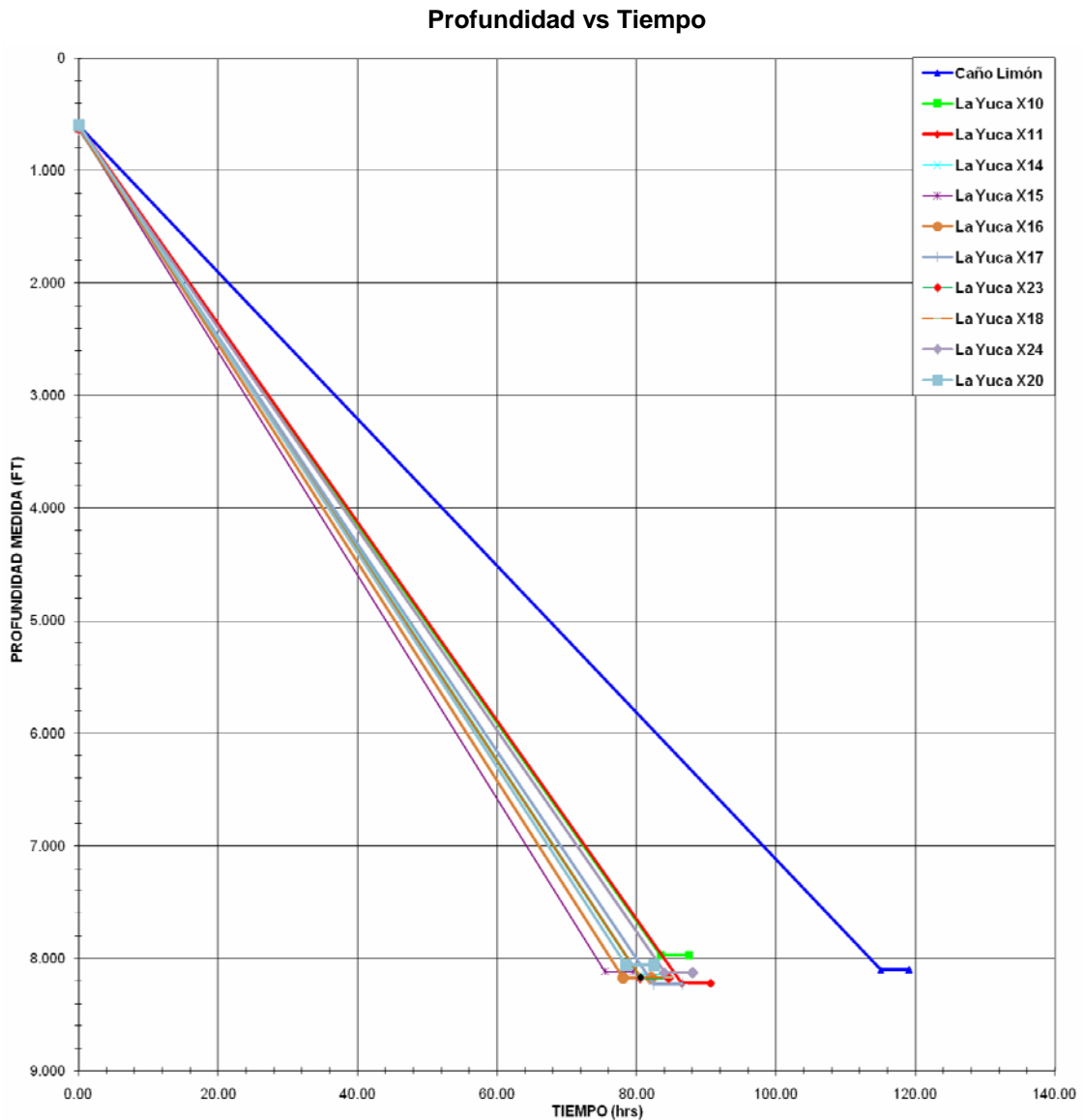
Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Figura 6.6. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor E.R.T pozos de 12 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

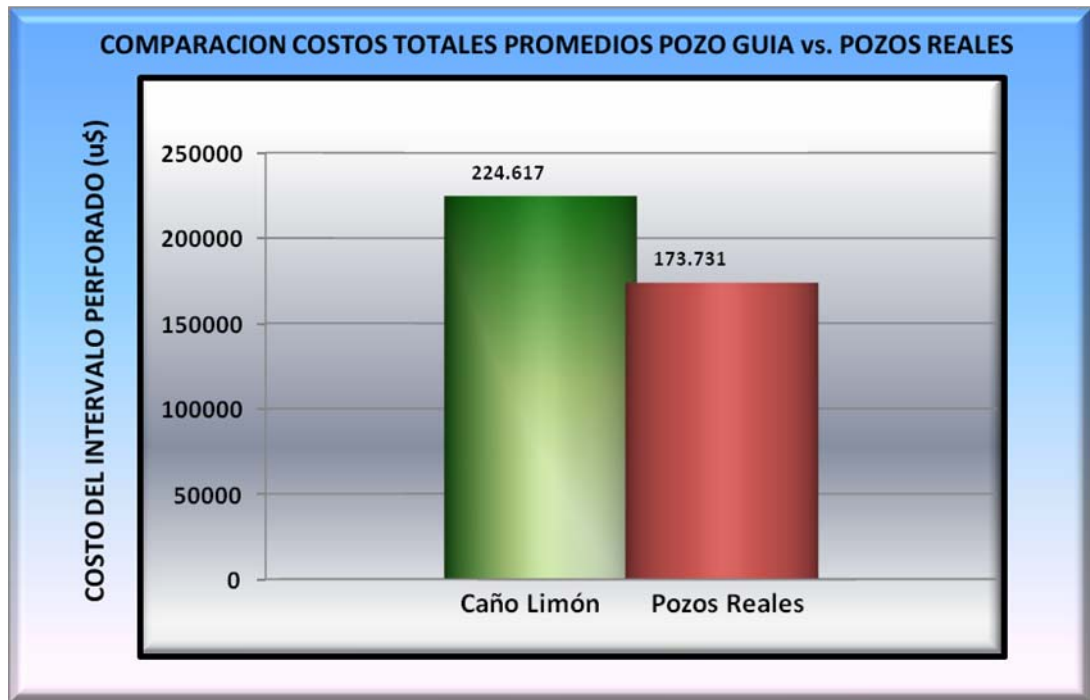
Figura 6.7. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor E.R.T, pozos de 12 ¼.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Como lo muestra la grafica 6.7, ningún pozo perforado con motor ERT, pertenecientes a este estudio, sobrepaso el límite de costo del pozo Caño Limón (línea azul), esto se debe a la eficiencia del motor y al aumento de tasa de penetración.

Figura 6.8. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs Costo promedio de Pozos reales perforados con motor E.R.T pozos de 12 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

Como se puede observar en la grafica 6.8, se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US \$50.886, cifra que supera al ahorro promedio obtenido en la perforación con motor convencional.

6.2.1.3. Evaluación económica para pozos de diámetro 12 ¼”, perforados con motor ERT + AGS. Para esta evaluación se tuvo en cuenta un número menor de pozos (2), ya que a la fecha (Agosto de 2008) solo se habían perforado 2 pozos con E.R.T más el sistema de estabilizador ajustable (AGS). Sin embargo, se concluye que los resultados obtenidos son muy favorables para la compañía operadora. Se supera el ahorro obtenido con motor E.R.T sin estabilizador y esto se debe a que se disminuye considerablemente el tiempo de deslizamiento

aumentando por ende las horas de rotación, esto aumenta la velocidad de penetración y ayuda a que el pozo quede mejor calibrado y no se presenten problemas a la hora de bajar el revestimiento y a tener una cementación efectiva de éste.

Tabla 6.6. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 8 ½". Motor E.R.T más AGS.

| Análisis Económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|--------------------------------|--------------------------------|----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo total brocas (US) | Costo total viajes (US) | Costos totales (US) | Intervalo perforado [ft] | ROP promedio [ft/hr] | Promedio Costo por pie [\$ft] |
| Caño Limón | 1 | 51.000 | 3.187 | 224.617 | 7.500 | 65.2 | 29.95 |
| LY-X31 | 1 | 32.000 | 3.967 | 158.141 | 7.480 | 101.1 | 21.14 |
| LY-X32 | 1 | 32.000 | 4.752 | 178.278 | 7.526 | 97.7 | 23.69 |

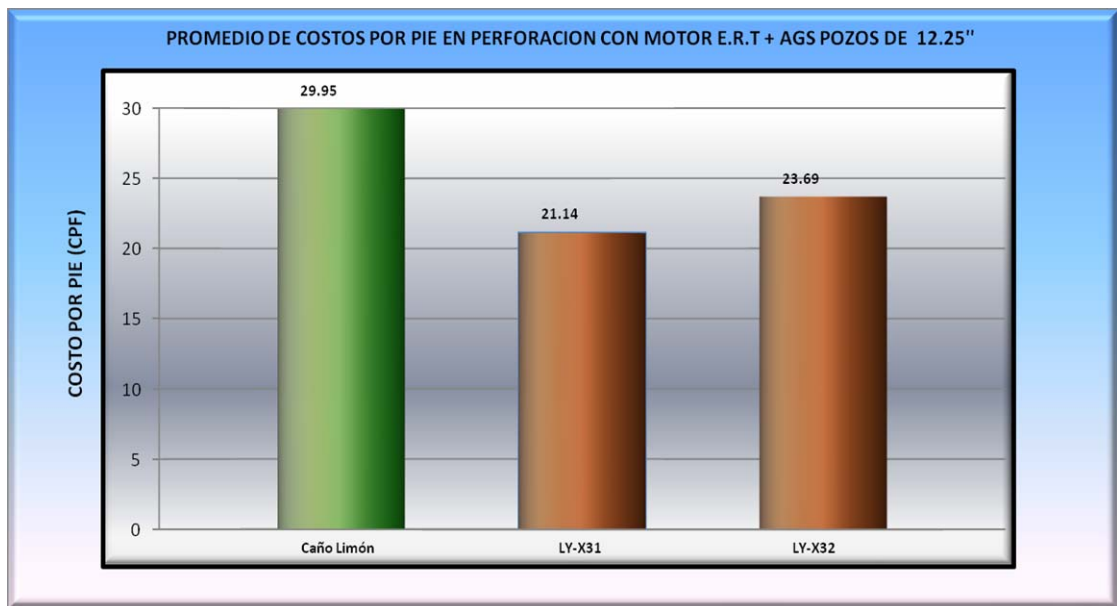
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$56.408

En los pozos de diámetro de 12 ¼ " perforados con E.R.T y AGS se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US\$56.408, lo que indica que al perforar estos 2 pozos la compañía ahorró US\$112.816; si estos dos pozos hubieran sido perforados con motor convencional se habría tenido un ahorro de US\$50.336, cifra que permite ver un aumento significativo en los ahorros obtenidos, esto se debe al rendimiento de los motores E.R.T que permiten una perforación más rápida y a la eficiencia del estabilizador ajustable que aumenta el rendimiento de la operación e impide que se presenten diversos problemas durante la perforación de pozos.

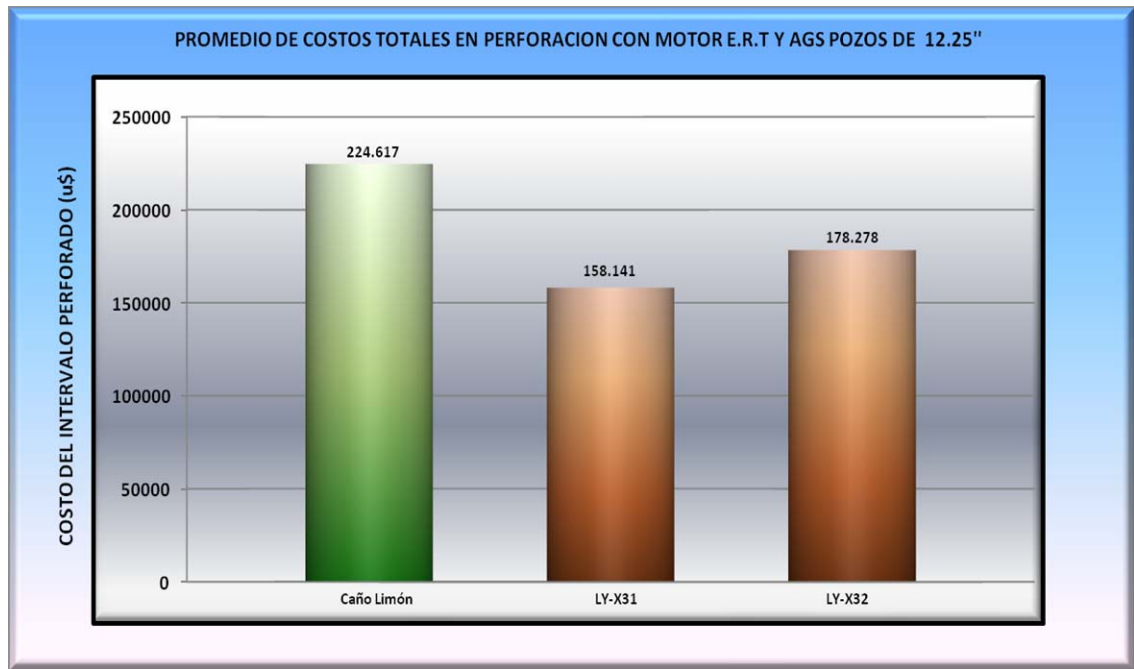
Los costos y los tiempos evaluados para pozos con estabilizador ajustable, son mostrados claramente en las graficas que se encuentran a continuación, se hace una comparación entre todos los pozos reales y el pozo guía (Caño Limón).

Figura 6.9. Comparación de promedio costo por pie en perforación con motor ERT + AGS pozos de 12 ¼ ".



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.10. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT + AGS en pozos de 12 ¼ ”.

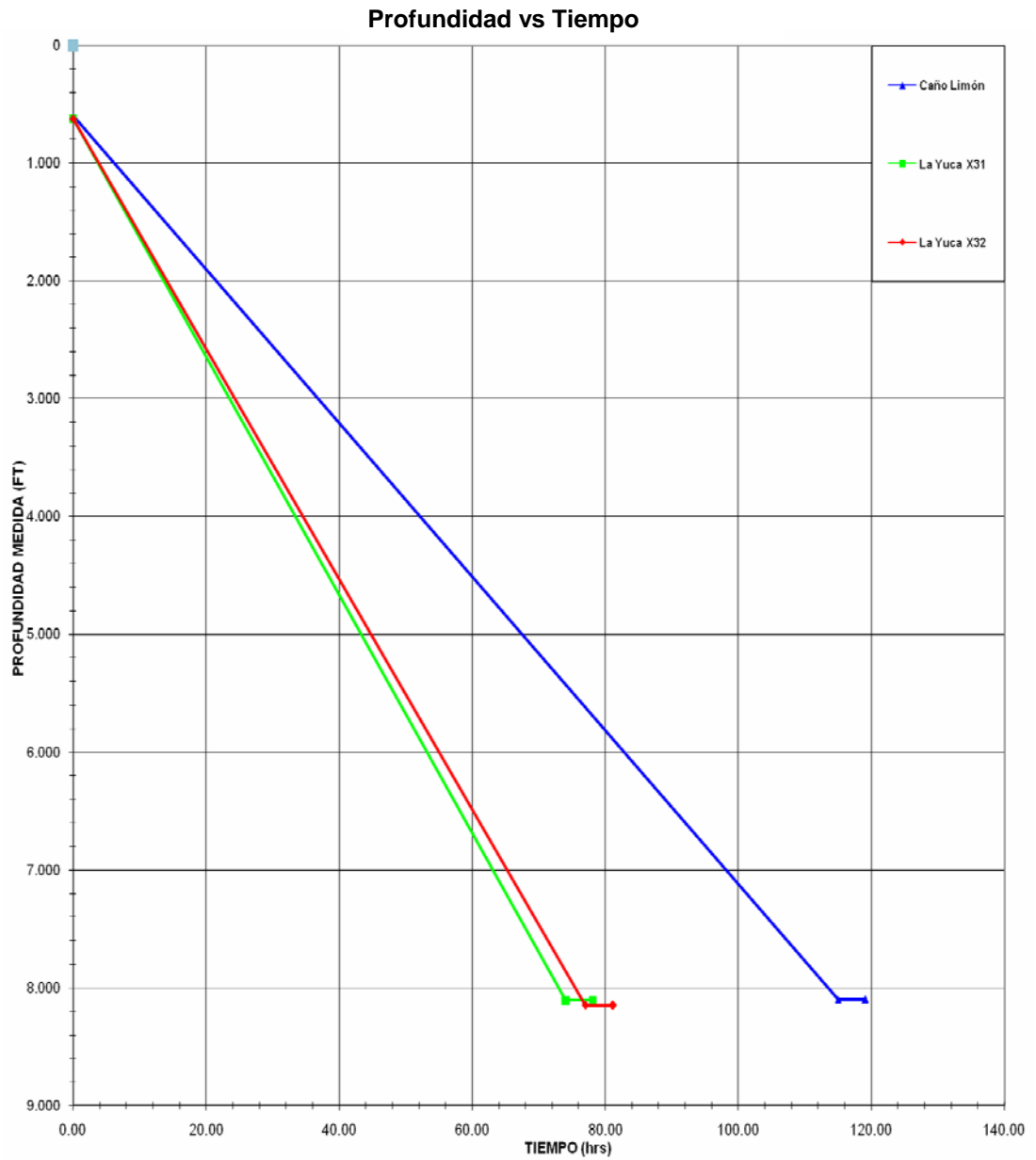


Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

La operación fue más efectiva para los pozos que se perforaron con estabilizador ajustable además del motor E.R.T, ninguno se pasó del límite de tiempos previstos en el pozo guía, esto se debe al aumento en las horas de rotación y a la disminución de los deslizamientos.

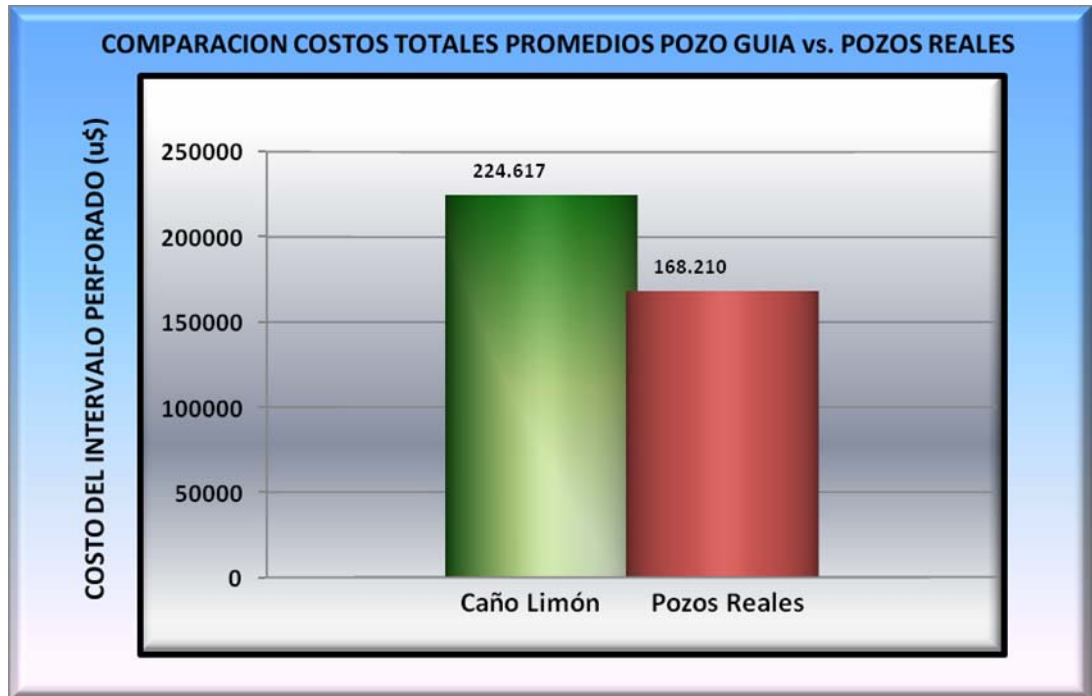
En la figura 6.12, se observa el ahorro promedio por pozo al usar motor E.R.T y estabilizador ajustable AGS.

Figura 6.11. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor ERT +AGS pozos de 12 ¼ " .



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.12. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT + AGS pozos de 12 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

6.2.2. Evaluación Económica Para Pozos De Diámetro 8 ½”.

Los pozos de diámetro 8 ½” que hacen parte de esta evaluación son 8 en total. 2 pozos perforados con motor convencional, 4 pozos intervenidos con motor ERT y 2 pozos perforados con motor E.R.T más AGS. El número de pozos de diámetro 8 ½” es mucho menor que los pozos de diámetro 12 ¼”, debido a que hasta el momento de esta evaluación son únicos pozos perforados con este diámetro.

6.2.2.1. Evaluación económica para pozos de diámetro 8 ½”, perforados con motor convencional. En esta evaluación se tuvo en cuenta 2 pozos de los que se tenían datos de costos reales de operación, a continuación se podrá observar el rendimiento del motor durante la operación de cada pozo.

Tabla 6.7. Resumen de Costo y Rendimiento por Pozo. Campo La Yuca. Fase 8 ½". Motor Convencional.

| Análisis Económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo Brocas (U\$) | Costo total viaje (U\$) | Costos totales (U\$) | Intervalo perforado (ft) | ROP promedio (ft/hr) | Promedio costo por pie (U\$/ft) |
| Caño Limón | 1 | 30.000 | 3.534 | 190.791 | 7.600 | 75.2 | 25.10 |
| LY-X7 | 1 | 30.857 | 4.578 | 178.475 | 7.722 | 80.4 | 23.11 |
| LY-X1 | 1 | 30.857 | 3.059 | 161.344 | 7.483 | 67.4 | 21.56 |

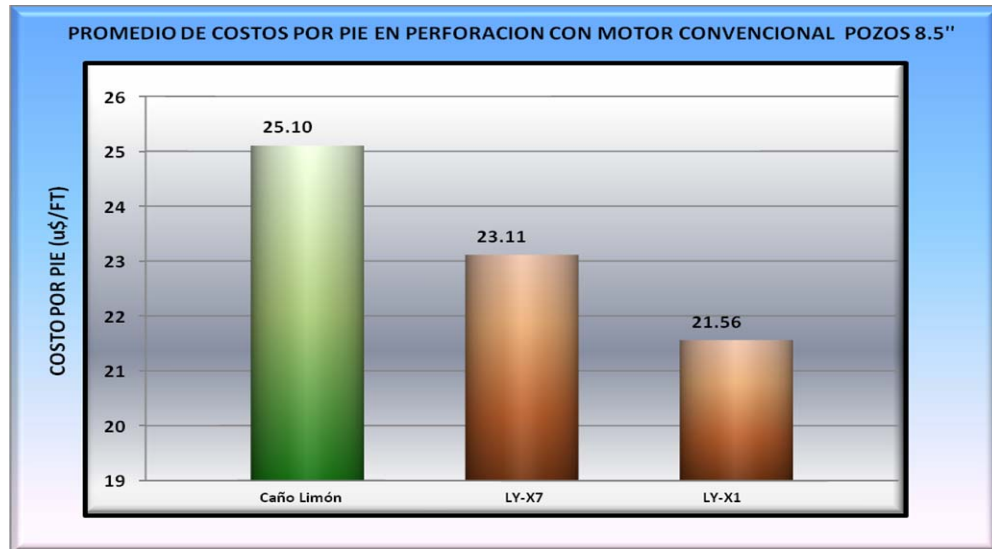
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$20.882

Para los dos pozos perforados con este tipo de motor, se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US \$20.882. Comparando nuevamente los costos totales de la operación de los pozos reales (2) con el costo total de la perforación del pozo patrón, en total se ahorraron US \$41.764 con el uso del motor convencional.

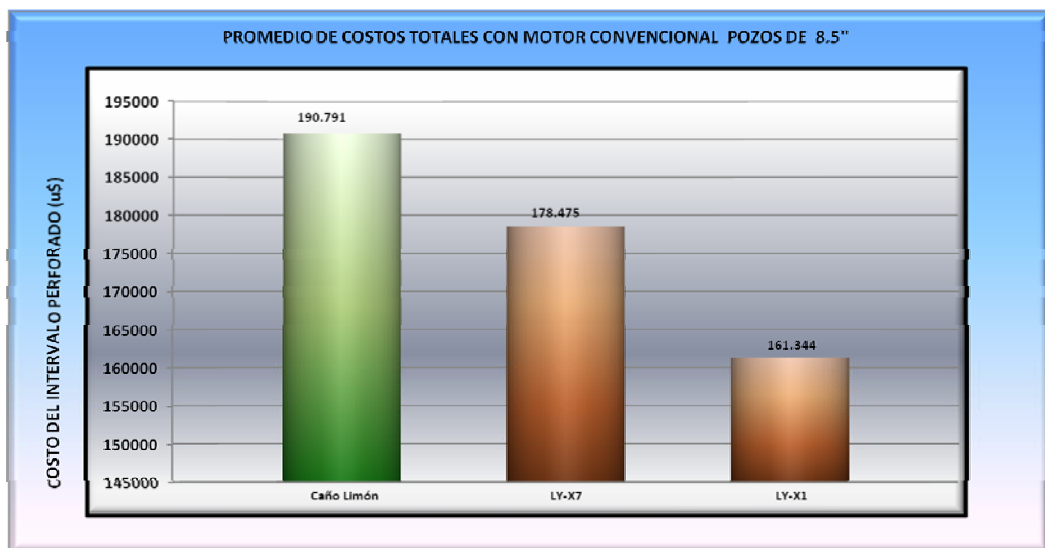
En las graficas 6.13, 6.14 y 6.15 que se presentan a continuación, se puede apreciar las diferencias en cuanto costo por pie, costo total y tiempo de perforación en función de la profundidad respectivamente, entre el pozo patrón (Caño Limón) y los pozos reales perforados con motor convencional.

Figura 6.13. Comparación de costo por pie, usando motor convencional en pozos de diámetro 8 ½”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

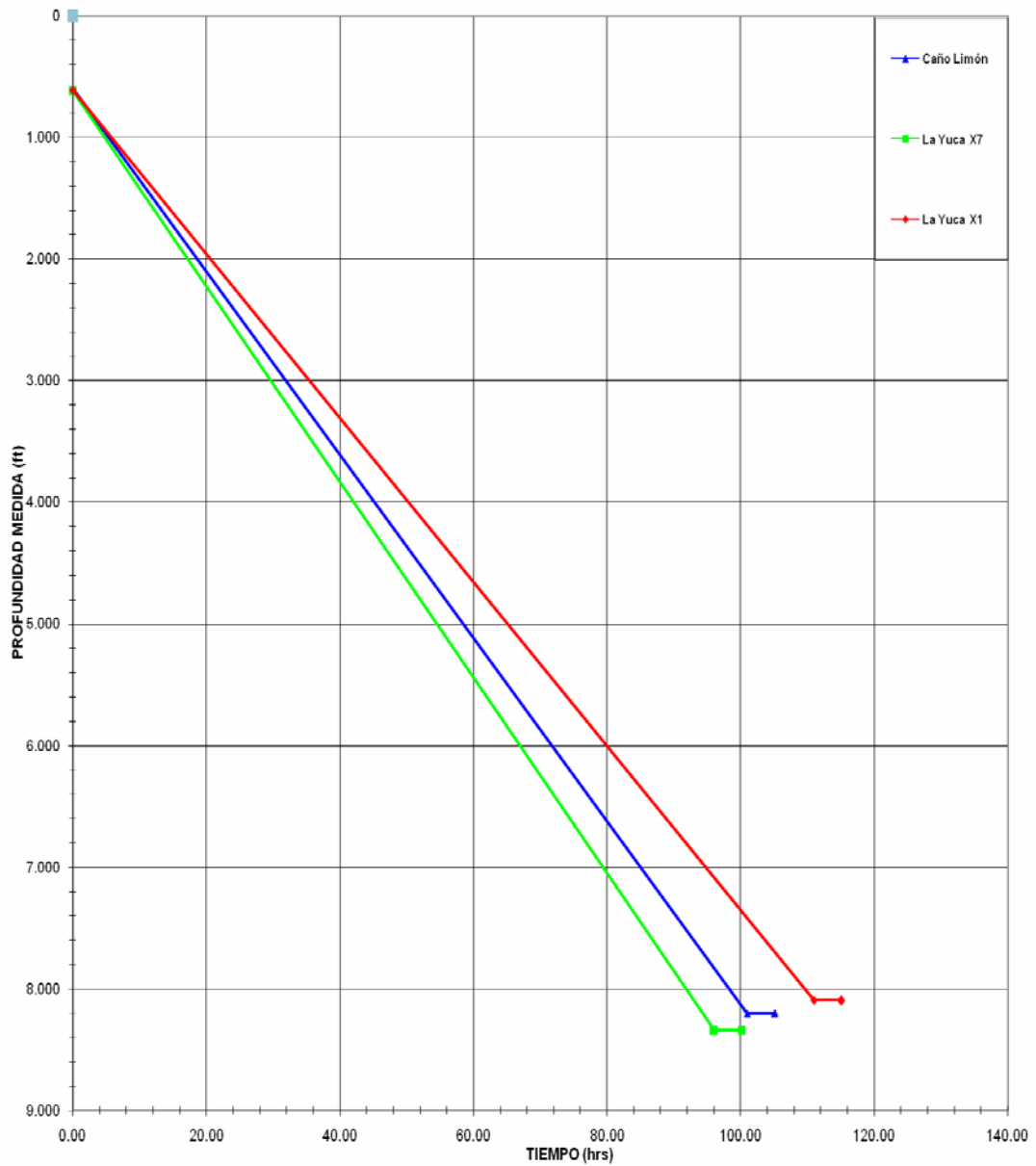
Figura 6.14. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor convencional en pozos de diámetro 8 ½”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

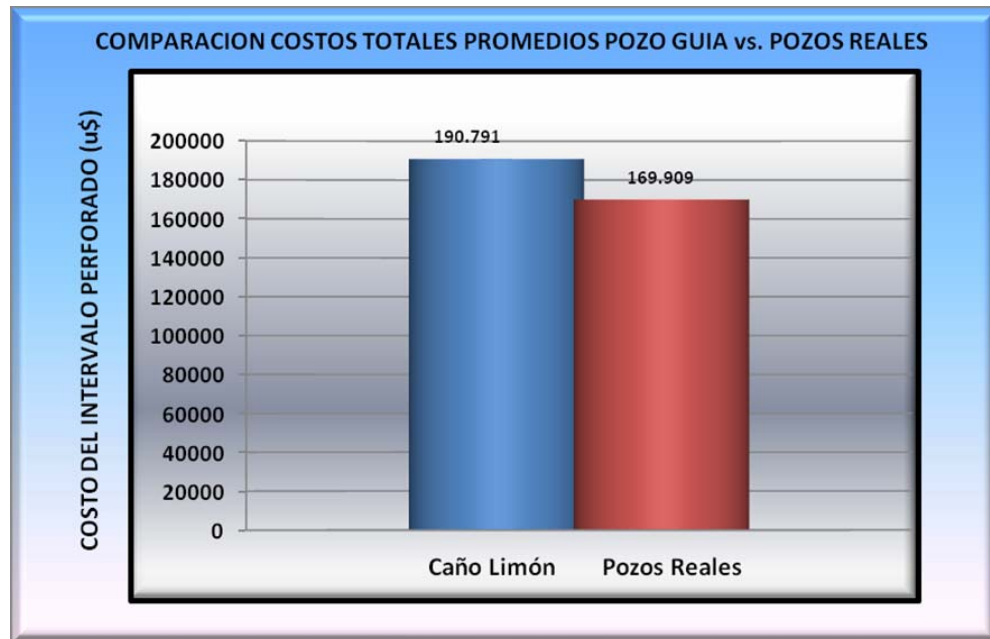
Figura 6.15. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor convencional en pozos de diámetro 8 ½ ".

Profundidad vs Tiempo



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.16. Comparación de costo total del pozo Caño Limón Vs. Costo promedio de Pozos reales perforados con motor convencional pozos de 8 ½ ”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En la figura 6.16, se observa que el costo promedio para los pozos reales es menor en US \$20.882 comparado con el que se espera gastar por parte de la compañía. Usando motor convencional.

Igualmente, en la figura 6.15, se observa que el tiempo de perforación en función de la profundidad es mayor para el pozo LY-X1 que para el pozo patrón, esto se debe a que la ROP para el pozo LY-X1 es 67.4 ft /hr, menor a la esperada (75.2 ft/hr).

6.2.2.2. Evaluación económica para pozos de diámetro 8 ½”, perforados con motor ERT. Para la evaluación de pozos de 8 ½” de diámetro, se conto con información real de operaciones suministrada por la compañía operadora

(Occidental de Colombia, Inc) y reportes de brocas de Reed Hycalog, para cuatro pozos. El rendimiento de la operación se resume en la tabla 6.8.

Tabla 6.8. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozos Campo La Yuca. Fase 8 ½". Motor ERT.

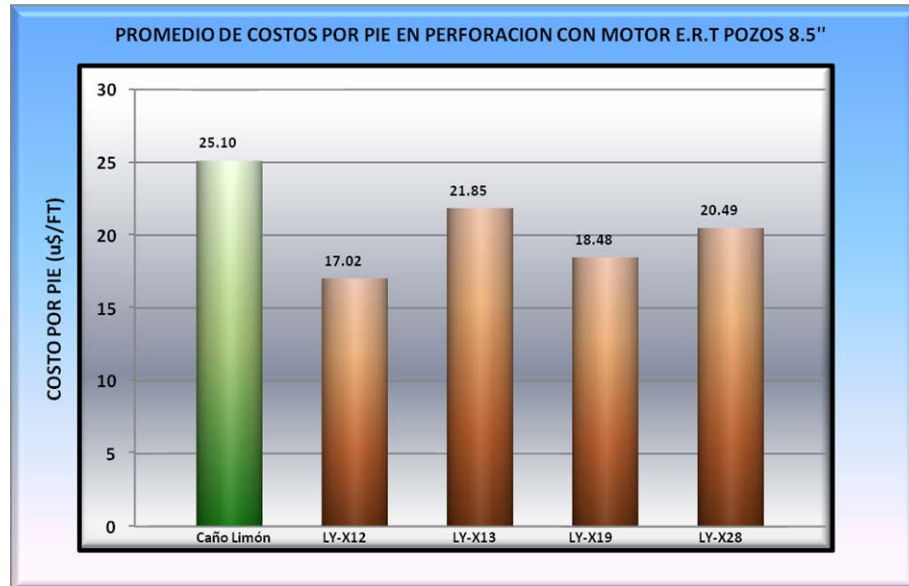
| Análisis Económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo Brocas (U\$) | Costo total viaje (U\$) | Costos totales (U\$) | Intervalo perforado (ft) | ROP promedio (ft/hr) | Promedio costo por pie (U\$/ft) |
| Caño Limón | 1 | 30.000 | 3.534 | 190.791 | 7.600 | 75.2 | 25.10 |
| LY-X12 | 1 | 30.857 | 3.050 | 127.055 | 7.463 | 101.9 | 17.02 |
| LY-X13 | 1 | 30.857 | 4.284 | 165.929 | 7.594 | 90.4 | 21.85 |
| LY-X19 | 1 | 30.857 | 3.903 | 136.420 | 7.383 | 108.6 | 18.48 |
| LY-X28 | 1 | 30.857 | 3.951 | 152.913 | 7.463 | 94.5 | 20.49 |

Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$45.212

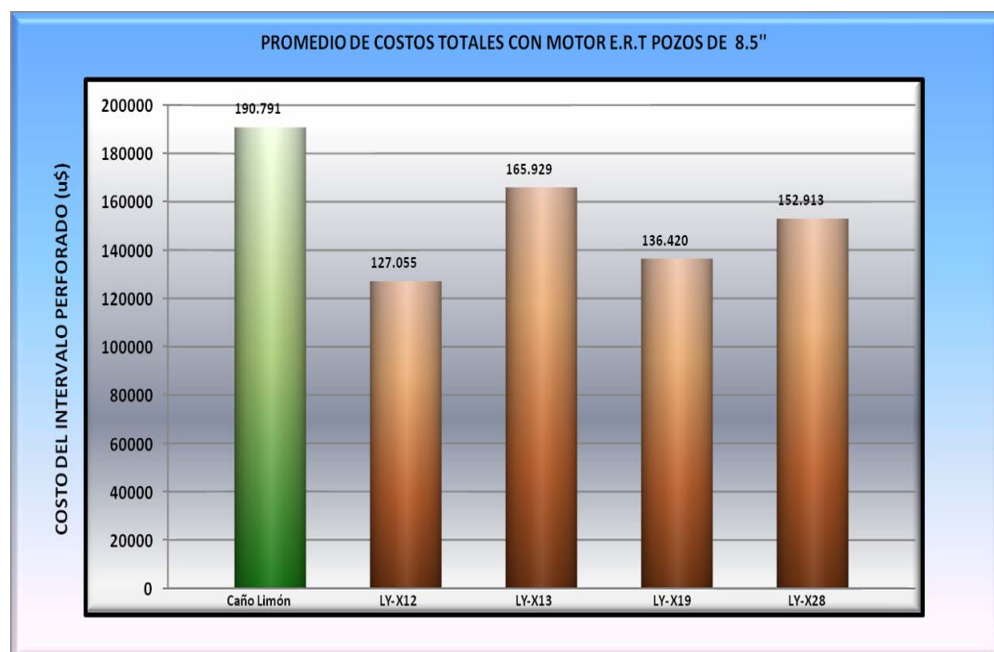
Los ahorros con motor ERT fueron significativos, se obtuvo un promedio de US \$45.212 por pozo y en total un ahorro de US \$180.848 teniendo en cuenta que se perforaron 4 pozos de este tipo, el ahorro total si estos cuatro pozos se hubieran perforado con motor convencional hubiera sido de US \$83.752, mucho menor al ahorro obtenido usando motor ERT.

Figura 6.17. Comparación de costo por pie, usando motor ERT, en pozos de diámetro 8 ½”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.18. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT en pozos de 8 ½”.

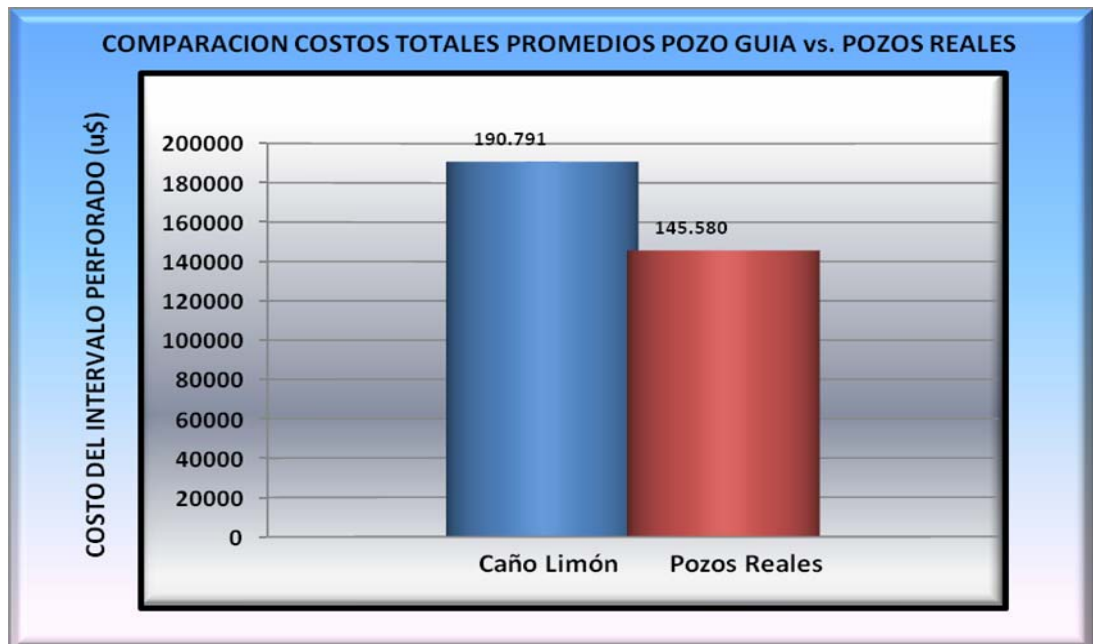


Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

En la grafica 6.20, se observa que el costo promedio de los pozos perforados con motor ERT fue US \$145.580 frente a US \$190.791 que era el costo esperado. Obteniendo un ahorro total de US \$180,844 en los cuatro pozos de diámetro 8 1/5", perforados con motor ERT.

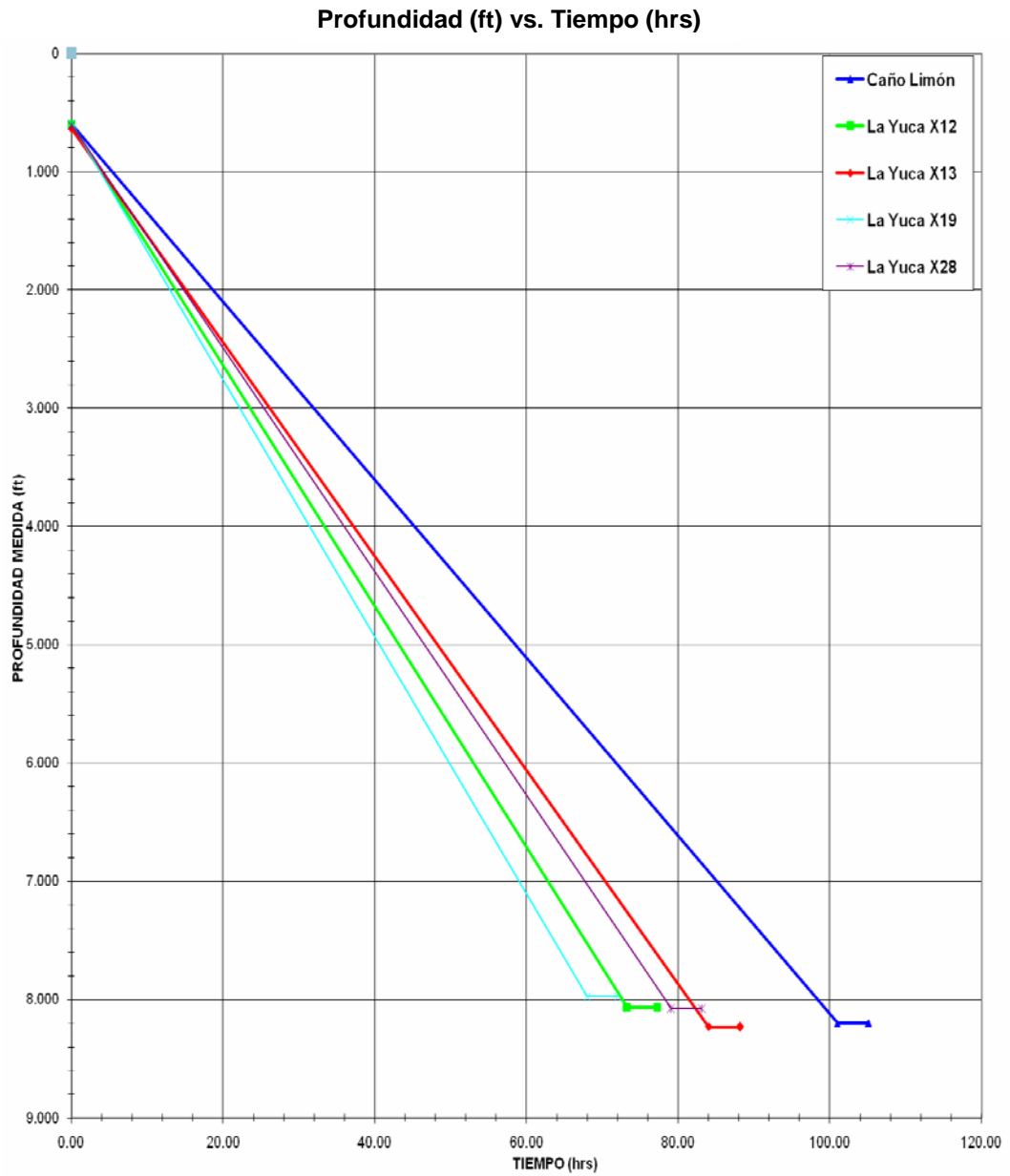
La figura 6.19, permite mostrar un desempeño mejor a lo esperado por parte de los motores ERT en cuanto tiempo de perforación. En ella se puede ver claramente que para cualquier profundidad perforada, el tiempo de perforación es mucho menor en cualquiera de los cuatro pozos comparados con el pozo patrón. En el pozo donde la diferencia en cuanto a tiempo de perforación es menor (LY-X13) comparada con la del pozo patrón fue de aproximadamente 18 horas, tiempo que traducido en costos es muy considerable.

Figura 6.19. Comparación de costo total del pozo Caño Limón vs Costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT pozos de 8 ½”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.20. Profundidad vs Tiempo total en la perforación con motor E.R.T pozos de 8 ½ “.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Como se mencionó anteriormente el ahorro promedio por pozo perforado con motor E.R.T es de US \$45.211, esta cifra supera en más del doble al ahorro obtenido por el uso del motor convencional.

6.2.2.3. Evaluación económica para pozos de diámetro 8 ½”, perforados con motor ERT más AGS. Los parámetros de operación y costos obtenidos en el análisis de los pozos perforados con motor ERT más estabilizador ajustable superan las expectativas. Como se puede observar en la figura 6.21, el costo promedio por pie, es menor para estos dos pozos, al igual que el costo total para cada pozo (Fig 6.22). También de la gráfica 6.23, se puede concluir que en tiempo de perforación para cada pozo evaluado es menor comparado con el tiempo de perforación esperado para el pozo patrón.

Tabla 6.9. Resumen de Costos y Rendimiento por Pozo, Campo La Yuca. Motor ERT+AGS en pozos de 8 ½” de diámetro.

| Análisis económico | | | | | | | |
|---------------------------|-------------------|---------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|
| Pozo | No. Brocas | Costo total Brocas (U\$) | Costo total viaje (U\$) | Costos totales (U\$) | Intervalo perforado [ft] | ROP promedio [ft/hr] | Promedio Costo por pie [\$/ft] |
| Caño Limón | 1 | 30.000 | 3.534 | 190.791 | 7.600 | 75.2 | 25.10 |
| LY-X29 | 1 | 32.000 | 2.831 | 128.854 | 7.528 | 109.5 | 17.12 |
| LY-X30 | 1 | 32.000 | 2.750 | 134.541 | 7.301 | 100.0 | 18.43 |

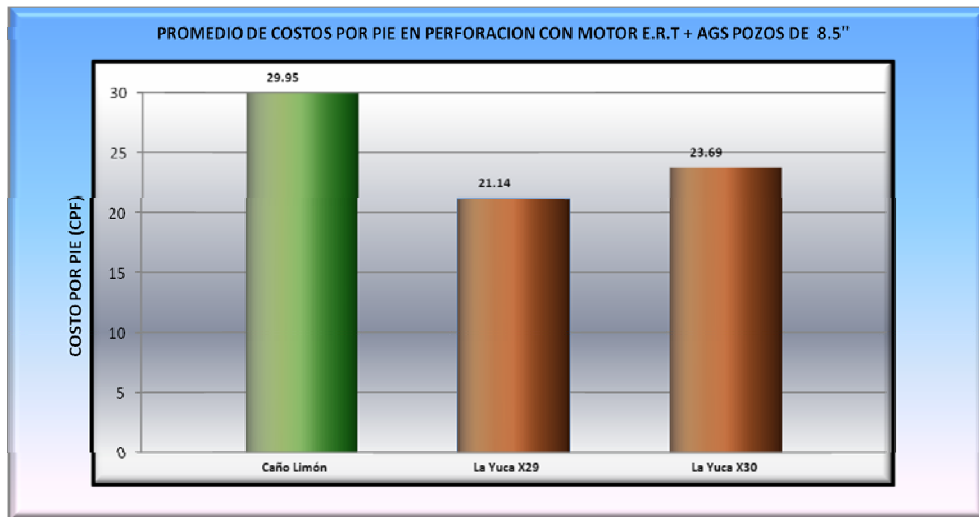
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Ahorro promedio/pozo: US \$59.094

Para los pozos perforados con motor E.R.T mas estabilizador ajustable se obtuvo un ahorro promedio por pozo de US \$59.094, para un total de US \$118.188 en los dos pozos perforados con este motor, valor que hubiera sido mucho menor si estos pozos se hubieran perforado con un motor convencional (US \$41.876). Se

pueden observar las diferencias en la velocidad de penetración para el pozo patrón y los pozos reales, haciéndose el punto más importante en esta evaluación.

Figura 6.21. Comparación de costo por pie, usando motor ERT+AGS, en pozos de diámetro 8 ¼”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.22. Comparación de costo total del intervalo perforado con motor ERT+AGS en pozos de 8 ½”.



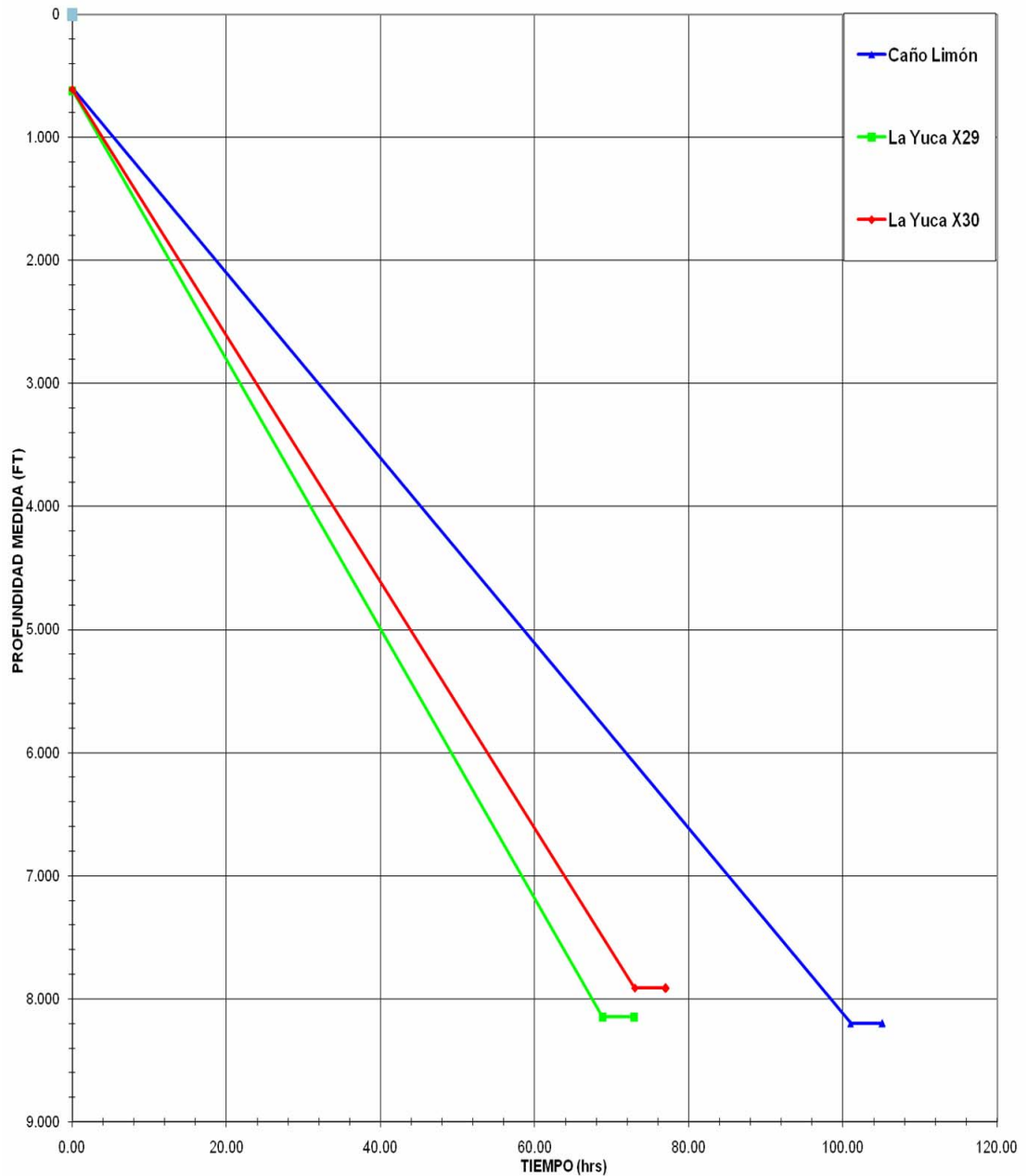
Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.23. Comparación de costo total del pozo Caño Limón vs. costo promedio de Pozos reales perforados con motor ERT pozos de 8 ½ ”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

Figura 6.24. Profundidad vs. Tiempo total en la perforación con motor ERT+AGS
De pozos de 8 ½ ”.



Fuente: Lizarazo, V. J y Tavera, A. S. Occidental de Colombia, Inc. Reportes de perforación. 2008.

6.2.3. Comparación De Los Ahorros Obtenidos Por Cada Motor

Para ver las diferencias en los ahorros obtenidos por el uso de cada motor en la perforación de los pozos direccionales del Campo La Yuca, se hace una comparación gráfica donde se ve que la implementación del motor E.R.T ha traído buenos resultados para la compañía, pues ha permitido un tiempo de operación más corto ya que se incrementaron parámetros como la tasa de penetración, las revoluciones por minuto, se disminuyó el tiempo y los pies deslizados. Todo esto contribuye a la disminución en los costos de perforación de cada pozo.

Tabla 6.10. Resumen de ahorro según motor usado y ahorros totales según número de pozos evaluados en el Campo La Yuca.

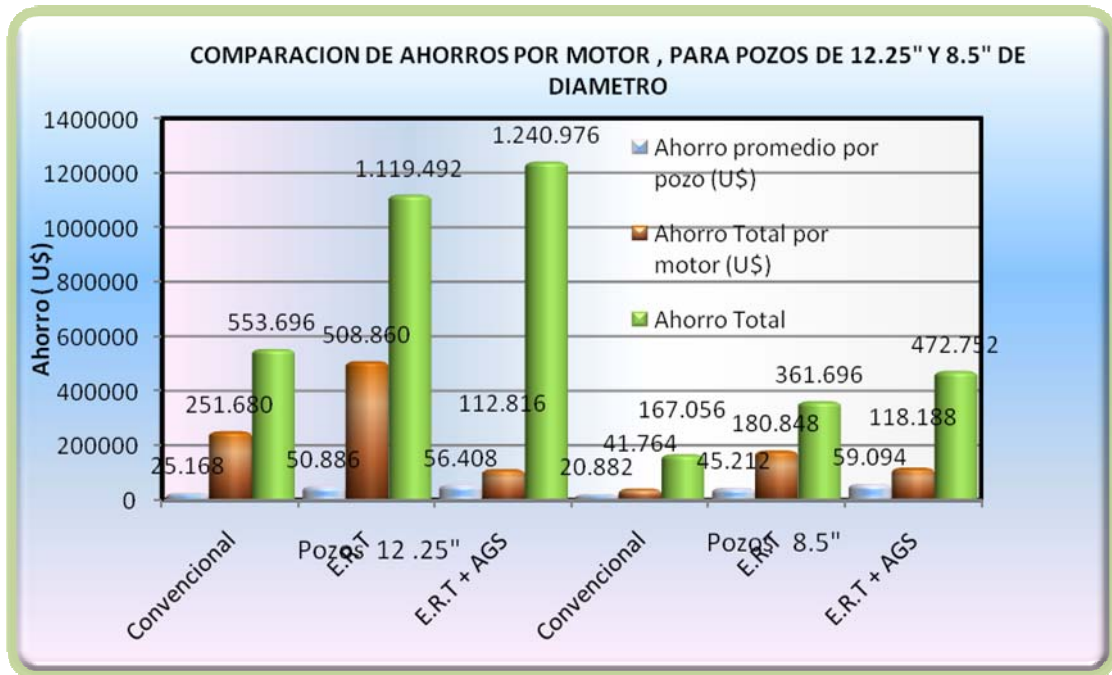
| Diámetro (in) | Motor de fondo | Ahorro promedio por pozo (U\$) | Ahorro Total por motor (U\$) | Ahorro Total |
|---------------|----------------|--------------------------------|------------------------------|--------------|
| 12.25 | Convencional | 25.168 | 251.680 | 553.696 |
| | E.R.T | 50.886 | 508.860 | 1.119.492 |
| | E.R.T + AGS | 56.408 | 112.816 | 1.240.976 |
| 8.5 | Convencional | 20.882 | 41.764 | 167.056 |
| | E.R.T | 45.212 | 180.848 | 361.696 |
| | E.R.T + AGS | 59.094 | 118.188 | 472.752 |

Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En la tabla 6.10, se resumen los ahorros obtenidos por los diferentes motores, en esta tabla se presentan los resultados del ahorro promedio por pozo y ahorro total por cada motor, para los pozos de diámetro 12 ¼" y 8 ½".

Como se puede observar, los ahorros son más considerables al usar motor E.R.T, este es un resultado que se esperaba puesto que con este tipo de motor la velocidad de penetración aumenta en cantidades que permiten tener costos más bajos de renta diaria de equipo, viajes y servicio de brocas.

Figura 6.25. Comparación de ahorros promedio por pozo y ahorro total por motor para pozos de diámetro 12 ¼” y 8 ½”.



Fuente: Lizarazo, V. J. y Tavera, A. S.

En la figura 6.25, se presentan los resultados resumidos del análisis económico realizado para los 30 pozos bajo estudio, allí se pueden observar los ahorros promedio por pozo, ahorro total por motor y ahorro total suponiendo que todos los pozos se hubieran perforado con un solo motor. Para los pozos de diámetro 12 ¼” y 8 ½”.

Tanto para los pozos de diámetro 12 ¼” como para los pozos de diámetro 8 ½”, el ahorro promedio por pozo y el ahorro total por motor, se obtuvo en los pozos que fueron perforados con motor ERT mas estabilizador ajustable. Este resultado era de esperarse ya que los motores ERT junto con el AGS, son más eficientes en la perforación de pozos direccionales que los motores convencionales.

CONCLUSIONES

De la comparación realizada entre los dos motores evaluados (Convencional y ERT), con el objeto de determinar la herramienta más viable que brinde Calidad, estabilidad y economía, se llega a la conclusión de poder catalogar al motor ERT como el más apropiado para poder perforar pozos tanto de 12 ¼" como de 8 ½" de diámetro, ya que aumentó los ahorros económicos en más del doble, comparado con el motor convencional.

La implementación del motor ERT en pozos de 12 ¼" de diámetro, aumentó la ROP en 21%, las RPM en 36%, disminuyó los pies deslizados en 15%, disminuyó el tiempo deslizando en 30.6% y el tiempo de perforación total decreció en 17.3%, respecto al motor convencional.

El uso de los motores ERT más AGS en pozos de 12 ¼" de diámetro, aumentó la ROP en 29%, las RPM en 96%, disminuyó los pies deslizados en 59.7%, disminuyó el tiempo deslizando en 79% y el tiempo de perforación total decreció en 22%, respecto al motor convencional.

La implementación del motor ERT en pozos de 8 ½" de diámetro, aumentó la ROP en 22%, las RPM en 31%, disminuyó los pies deslizados en 47%, disminuyó el tiempo deslizando en 64% y el tiempo de perforación total decreció en 33%, respecto al motor convencional.

El uso de los motores ERT más AGS en pozos de 8 ½" de diámetro, aumentó la ROP en 41.7%, las RPM en 51%, disminuyó los pies deslizados en 50%, disminuyó el tiempo deslizando en 63% y el tiempo de perforación total decreció en 36.6%, respecto al motor convencional.

La evaluación económica de los motores, permite concluir que los ahorros promedios que logró la compañía operadora al perforar pozos de 12 ¼” de diámetro con motor ERT más estabilizador ajustable (AGS) en el campo La Yuca, fueron valores que superaron en más del doble los ahorros logrados con el motor convencional, los cuales fueron de US\$25.168 por pozo, valor que aumentó a US\$56.408 al intervenir los pozos con motor ERT más AGS.

Con la implementación del sistema de estabilizador ajustable se minimizaron los problemas generalizados de colgamiento de tubería e inestabilidad de la cara de la herramienta en los pozos, logrando trayectorias direccionales más ceñidas al plan establecido.

Al evaluar económicamente los motores de perforación, se concluye que los ahorros promedios por pozo logrados por la compañía operadora al perforar con motor ERT los pozos de 8 ½” de diámetro en el campo La Yuca, fueron valores que superaron los ahorros logrados con el motor convencional los cuales fueron de US\$20.882 por pozo, valor que aumentó a US \$45.212 al intervenir los pozos con motor ERT.

La implementación del motor ERT más el estabilizador ajustable (AGS), permitió tener ahorros significativos de U\$59.094 por pozo que supera notablemente los ahorros obtenidos con el uso del motor convencional (US\$20.882), en los pozos de 8 ½” de diámetro.

RECOMENDACIONES

Al llevar a cabo operaciones de perforación en el Campo Caño Limón, específicamente en el Campo la Yuca, para pozos de 12 ¼” y 8 ½” de diámetro, se recomienda usar motor de fondo ERT. Cuyas configuraciones internas permiten una mayor eficiencia y un pozo más calibrado, lo que evita problemas a la hora de bajar el casing. Además, la compañía operadora podrá disminuir costos de perforación por las altas tasas de penetración que permite este tipo de motores en las formaciones presentes en el campo La Yuca.

Es una gran ayuda incluir el estabilizador ajustable AGS, como parte del BHA de perforación, esto ayuda a aumentar las horas y pies rotados y disminuir los pies y horas deslizando, evitando así problemas operacionales como colgamiento de tubería por dejar la sarta de perforación quieta al momento de deslizar, además, al aumentar las horas de rotación se terminará el pozo en menor tiempo, lo que ayudará a tener menos gastos en la perforación por pozo.

Es importante tener en cuenta los parámetros operacionales (RPM, ROP) evaluados en este estudio, ya que los valores logrados con el motor de fondo E.R.T. permite recomendar sin lugar a dudas el uso de este motor en la perforación de todos los pozos del campo que se planeen intervenir.

BIBLIOGRAFÍA

1. CLEVELAND, M.N y MOLINA, J. Deltaic Reservoir of the Caño Limón Field, Colombia, South América. Casebook in Easth Science, 1990.
2. Caño Limón “Historia de un gigante” Publicación Occidental de Colombia.
3. GABELA, Víctor H. Asociación ECOPETROL-Occidental Campo Caño Limón. Llanos Orientales de Colombia. En: II SIMPOSIO EXPLORACIÓN DE CUENCAS SUBANDINAS. Ponencias II Simposio Exploración de cuencas Subandinas. Bogotá, Agosto de 1985.
4. GRANT PRIDECO-REEDHYCALOG, Manual de Tecnologías, 5th, 2007.
5. Machete, Eliana Y. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 utilizados en el Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2007. Trabajo de Grado. Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas.
6. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. Open Well. Reportes de Perforación del Campo la Yuca. 2006, 2007 y 2008.
7. RIVERO R. T. y DOMINGUEZ J. G. Caño Limón Field Colombia: The Latest Giant Oil Reservoir in South America. SPE N° 15153, 1988.

8. REEDHYCALOG. Reportes de perforación del Campo la Yuca. 2006, 2007 y 2008.
9. REEDHYCALOG. Manual de tecnología de brocas PDC. Segunda edición. Houston, 2000.
10. SCHLUMBERGER ANADRILL SERVICES, Power Drive Training, 2000: Bogotá.
11. WEATHERFORD. Directional Drilling I. Operations Manual. 2006.
12. WEATHERFOR ENERGY-PRECISION, Revolution Training, 2003: Bogotá.