ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS DEL SISTEMA GEO – PILOT PARA PERFORACIÓN DIRIGIDA EN POZOS PETROLEROS

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

CRESPO CEVALLOS HUGO ANDRÉS

DIRECTOR: ING. JOHNNY ZAMBRANO

Quito, Marzo del 2008

DECLARACIÓN

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

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

_____

Hugo Andrés Crespo Cevallos

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Hugo Andrés Crespo Cevallos, bajo mi supervisión.

_____

Ing. Johnny Zambrano C.

DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

No sólo quisiera dedicar este trabajo sino todo cuanto soy y todo cuanto tengo al más grande ser que el destino puso en mi camino. Este proyecto es de, por y para mi madre. Gracias Lulita.

Hugo

AGRADECIMIENTOS

Se dice que en la vida ninguna exageración es buena. Pero para que la regla se cumpla debe existir la excepción. Y esa excepción es la gratitud. Para lograr lo que he logrado he necesitado la ayuda de un sin número de personas que no solo me han ayudado en mi formación académica sino en mi formación espiritual e integral, y es infinito el agradecimiento que tengo para con todos ellos.

A la Escuela Politécnica Nacional y a la Facultad de Geología y Petróleos por ser mi segundo y en algunas ocasiones, hasta mi primer hogar.

A mis profesores. Por sus enseñanzas y vivencias que ayudan a construir los cimientos de muchas vidas. A Johnny, que más que un profesor se convirtió en un amigo y compañero.

A Sperry Sun, que me brindó la oportunidad de concluir de la mejor manera mi carrera y en especial a las ingenieras de Well Planning: Piedad, Tania y sobre todo a María, que soportó mi sin número de descaros; sin olvidarme de Verito, que con sus regaños, me bajaba de la eterna nube en la que transitaba para poder concluir este proyecto.

A mis compañeros. Porque supimos sobrellevar la presión que acarreamos a nuestras espaldas; superar los obstáculos del camino y convivir en el día a día con los trajines de la vida estudiantil.

A mis amigos. Tantos amigos. Nombrarlos uno a uno sería un sacrilegio porque no quisiera olvidarme de alguno. Aunque saben que siempre encontrarán en mí el apoyo incondicional que supe recibir de ellos.

A mi familia. Tal vez el destino propuso adelantar el viaje impostergable que es la muerte a mi padre, pero me compensó con seres incomparables, que se encargaron de llenar ese gran vacío. Aunque ya no esté, a mi abue Esperanza, a mis tías Magaly y Yadira, tío Jorge y a mis primos que con sus palabras de aliento

y gran paciencia, inculcaron en mí, valores y virtudes que difícilmente serán borrados de mi memoria.

A mi tía Teresa y a la familia Sosa Iriarte quienes me acogieron en su hogar como uno más de ellos, sin peros ni condiciones.

A Majo. Quien al final de mi etapa universitaria llegó a mi vida para brindarme su amor y aguante que llevaré conmigo hasta el final de mis días.

Gracias a mi hermana Martha, quien de una manera que hasta ahora no comprendo, entiende mi tan extraño carácter. A Vitito que se convirtió en la persona que me inspira para llegar a ser un mejor hombre. A Víctor, por ayudarme y brindarme su soporte como si fuera uno más de sus hijos.

En general, quiero dar un caluroso agradecimiento a todos ellos y a quienes sin darse cuenta, y yo tampoco, labraron el camino que hasta ahora he recorrido sin arrepentimiento alguno.

Hugo

TABLA DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE FIGURAS X
ÍNDICE DE TABLAS.....XII

CAPÍTULO I.....1
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....1
1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL 1
1.1.1 POSICIONAMIENTO Y SISTEMA DE COORDENADAS..... 1
1.1.2 MÉTODOS DE CÁLCULO DE TRAYECTORIA 2
1.2 PLANEACIÓN BÁSICA 3
1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS BUR..... 5
1.2.1.1 Pozos de radio largo 5
1.2.1.2 Radio medio e intermedio..... 7
1.2.1.3 Radio corto y ultra corto 9
1.2.2 SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y TANGENTE 10
1.3 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL..... 11
1.3.1 MOTORES 13
1.3.1.1 Motor de desplazamiento positivo..... 13
1.3.1.2 Motores dirigibles..... 15
1.3.1.3 Turbinas 15
1.4 PERFORACIÓN HORIZONTAL..... 16
1.4.1 CONECTIVIDAD ENTRE FRACTURAS 18
1.4.2 REDUCCIÓN DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA Y GAS..... 19
1.5 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES 20
1.6 BROCAS DE PERFORACIÓN 22
1.6.1 TIPOS DE BROCAS..... 23
1.6.1.1 Brocas de Conos 23
1.6.1.2 Brocas de Diamantes Impregnados 24
1.6.1.3 Brocas de Diamante Policristalino PDC (Polycrystalline Diamond Compact)24
1.6.2 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE BROCAS 24
1.6.3 EL CONCEPTO DART 25
1.6.4 EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE APLICACIÓN..... 26
1.6.4.1 Perfil de la broca..... 26
1.6.4.2 Eficiencia de corte 27
1.6.4.3 Fuerza de balance 28
1.6.4.4 La tecnología FullDrift y las aplicaciones en los motores de lodo..... 28
1.6.5 APLICACIONES AL SISTEMA DIRIGIBLE ROTATORIO..... 29
1.7 SISTEMA DIRIGIBLE ROTATORIO GEO – PILOT 30
1.7.1 HISTORIA DEL PROYECTO..... 30
1.7.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA..... 30
1.7.2.1 Modo dirigible de comunicación de fondo..... 31
1.7.2.2 Modo dirigible manual 32
1.7.2.3 Capacidad de auto diagnóstico 33
1.7.2.4 Usado en conjunto con INSITE..... 33
1.7.3 RANGOS DE OPERACIÓN..... 33
1.7.3.1 Temperatura..... 33

1.7.3.2 Vibración 34
1.7.4 MODELOS DEL SISTEMA GEO – PILOT 34
1.7.5 SISTEMA GEO – PILOT SERIES 9600 Y 7600 40
1.7.5.1 Componentes de las Series 9600 y 7600 40
1.7.5.1.1 Eje conductor 41
1.7.5.1.2 El octágono 43
1.7.5.1.3 Alojamiento resistente a la rotación 43
1.7.5.1.4 Sellos rotatorios 44
1.7.5.1.5 El sello kalsi 44
1.7.5.1.6 Alojamiento inferior 45
1.7.5.1.7 Cojinete focal 45
1.7.5.1.8 ABI/ABG 46
1.7.5.1.9 La unidad de inclinación 47
1.7.5.1.9.1 El ensamblaje de los anillos excéntricos 48
1.7.5.1.9.2 Sensor autónomo 50
1.7.5.1.9.3 Caja de reducción de velocidades armónica 50
1.7.5.1.9.4 Contador de alta velocidad de cuadratura 51
1.7.5.1.9.5 Ensamblaje de garras 51
1.7.5.1.9.6 Acoplador old ham 52
1.7.5.1.9.7 Anillo de seguridad 53
1.7.5.1.10 Alojamiento intermedio 53
1.7.5.1.11 Controles electrónicos 54
1.7.5.1.12 Cojinete Elevador 54
1.7.5.1.13 Batería de Litio 55
1.7.5.1.14 Ensamblaje de compensador hidráulico 55
1.7.5.1.15 Sensor RPM 55
1.7.5.1.16 Acoplador electromagnético 56
1.7.5.1.17 Cojinete compensador 56
1.7.5.1.18 Estabilizador de referencia 57
1.7.5.1.19 Cojinetes de avance y radial superior 58
1.7.5.1.20 Drive sub 58
1.7.5.1.21 Repetidor 58
1.7.5.1.22 Collar flexible 59
1.7.6 SISTEMA GEO – PILOT SERIE 5200 60
1.7.6.1 Objetivo 60
1.7.6.2 Componentes de la Serie 5200 61
1.7.6.2.1 Eje conductor 61
1.7.6.2.2 Alojamiento resistente a la rotación 61
1.7.6.2.3 Sellos rotatorios 62
1.7.6.2.4 Alojamiento compensador 63
1.7.6.2.5 Ensamblaje del cojinete focal 63
1.7.6.2.6 Ensamblaje del compensador 63
1.7.6.2.7 Alojamiento actuador 64
1.7.6.2.8 Rampas Bilaterales 64
1.7.6.2.9 La manga de la rampa X y Y 66
1.7.6.2.10 Alojamiento de los instrumentos hidráulicos 66
1.7.6.2.11 Ensamblaje de la bomba de pistón 67
1.7.6.2.12 Cámara del pistón y válvula direccionadora 67
1.7.6.2.13 Alojamiento de los instrumentos electrónicos 68

1.7.6.2.14 Alojamiento de referencia 69
1.7.6.2.15 Driver 70
1.7.6.2.16 Unidad de poder 71

CAPÍTULO II 72
PERFORACIÓN DE POZOS MEDIANTE EL SISTEMA 72
GEO – PILOT 72
2.1 OBJETIVO 72
2.2 POZO 1 72
2.2.1 OBJETIVOS 72
2.2.2 RESULTADOS 73
2.3 POZO 2 73
2.3.1 OBJETIVOS 74
2.3.2 RESULTADOS 74
2.4 POZO 3 75
2.4.1 OBJETIVOS 75
2.4.2 RESULTADOS 76
2.4.2.1 Sección 14 – ¾'' x 17'' 77
2.4.2.2 Sección de 10 – 5/8'' x 11 – ½'' 77
2.4.2.3 Sidetrack 10 – 5/8'' x 11 – ½'' 77
2.5 POZO 4 78
2.5.1 OBJETIVOS 78
2.5.2 RESULTADOS 78
2.6 POZO 5 80
2.7 POZO 6 81
2.7.1 INDICADORES DE LA CALIDAD DEL HUECO 82
2.7.2 RESPUESTA EN EL REGISTRO DE RESISTIVIDAD 82

CAPÍTULO III 85
ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS PERFORADOS MEDIANTE SISTEMAS CONVENCIONALES Y POZOS PERFORADOS MEDIANTE EL SISTEMA GEO – PILOT 85
3.1 RESEÑA HISTÓRICA 85
3.1.1 MOTORES DIRIGIBLES VERSUS SISTEMAS DIRIGIBLES ROTATORIOS 85
3.1.1.1 Introducción 86
3.1.2 MOTORES DIRIGIBLES 87
3.1.2.1 Ventajas del Motor Dirigible 88
3.1.2.2 Limitaciones fundamentales del Motor Dirigible 88
3.1.2.3 Mejoras del Motor Dirigible 89
3.1.3 SISTEMAS DIRIGIBLES ROTATORIOS 90
3.1.3.1 RSS es conceptualmente mejor 93
3.2 COMPARACIÓN DE POZOS PERFORADOS MEDIANTE EL SISTEMA GEO – PILOT Y MOTORES CONVENCIONALES 97
3.2.1 RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO 1 98
3.2.1.1 Objetivos 98
3.2.1.2 Resultados 99
3.2.1.3 Ensamblajes de fondo 103

3.2.1.4 Parámetros de la perforación de los ensamblajes utilizados para la sección horizontal 103
3.2.2 RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO 2 106
3.2.2.1 Objetivos 106
3.2.2.2 Resultados 107
3.2.2.3 Ensamblaje de fondo 107
3.2.2.4 Parámetros de la perforación del ensamblaje utilizado para la sección horizontal 107
3.2.3 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO 111
3.2.3.1 Introducción 111
3.2.3.2 Análisis técnico del Pozo 1 111
3.2.3.3 Análisis técnico del pozo 2 115

CAPÍTULO IV 119
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO 119
4.1 ANÁLISIS DEL POZO 1 119
4.2 ANÁLISIS DEL POZO 2 120

CAPÍTULO V 123

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 123
5.1 CONCLUSIONES 123
5.2 RECOMENDACIONES 125

BIBLIOGRAFÍA 126

ANEXOS 127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Métodos de Sistemas de Coordenadas 2
Figura 1.2. Método de Mínima Curvatura 3
Figura 1.3. Planeación básica de un pozo inclinado 5
Figura 1.4. Tipos de Radio de Curvatura 10
Figura 1.5. Configuración de un motor 13
Figura 1.6. Configuración de un Rotor y Estator 14
Figura 1.7. Conexión entre fracturas 19
Figura 1.8. Ejemplo de brocas PDC, Diamante y Bicéntricas 24
Figura 1.9. Optimización de Eficiencia de Corte 28
Figura 1.10. Arreglo de Broca para Sistemas “point – the – bit” 29
Figura 1.11. Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, Serie 5200 38
Figura 1.12. Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, Series 7600 y 9600 39
Figura 1.13. Geo – Pilot, Serie 7600 40
Figura 1.14. Geo – Pilot, Serie 9600 41
Figura 1.15. Rango de movimiento y partes del Sistema Geo – Pilot 42
Figura 1.16. Corte transversal del eje conductor 42
Figura 1.17. Octágono del Eje conductor 43
Figura 1.18. Esquema del Eje conductor. 43
Figura 1.19. Alojamiento 44
Figura 1.20. Cojinete Focal 45
Figura 1.21. Localización de los Sensores ABI/ABG. 47
Figura 1.22. Ensamblaje del Anillo excéntrico 49
Figura 1.23. Posiciones del eje respecto a los anillos excéntricos 49
Figura 1.24. Posición de los Sensores Autónomos 50
Figura 1.25. Caja de Cambios Reductora 51
Figura 1.26. (a) Cuerpo de la Garra -(b) Armadura de la garra 52
Figura 1.27. Acoplador Oldham 53
Figura 1.28. Cojinete compensador 56
Figura 1.29. Unidad de Poder 57
Figura 1.30. Posición del estabilizador en la herramienta 57
Figura 1.31. Tipos de estabilizadores 58
Figura 1.32. Posición del repetidor en la herramienta 59
Figura 1.33. Collar flexible 59
Figura 1.34. Geo – Pilot Serie 5200 60
Figura 1.35. Alojamiento resistente a la rotación 62
Figura 1.36. Sellos rotatorios 62
Figura 1.37. Alojamiento compensador 63
Figura 1.38. Alojamiento actuador 64
Figura 1.39. Vista lateral de la rampa bilateral en su posición normal 65

Figura 1.40. Vista lateral de la rampa bilateral fuera del eje 65
Figura 1.41. Vista lateral de la rampa bilateral fuera del eje 2 66
Figura 1.42. Alojamiento de los instrumentos hidráulicos 67
Figura 1.43. Alojamiento de los instrumentos electrónicos..... 68
Figura 1.44. Alojamiento de referencia 70
Figura 1.45. Driver..... 71
Figura 1.46. Unidad de poder..... 71
Figura 2.1. Comparación del plan de pozo con la perforación realizada por medio del Sistema Geo – Pilot..... 79
Figura 2.2. Plan de pozo (Dinamarca) 81
Figura 2.3. Comparación de Registros de Resistividad entre los Pozos B1z y B2z en el Reino Unido. 83
Figura 3.1. Conceptos de herramientas dirigibles rotatorias tempranas..... 92
Figura 3.2. Well path perforado con RSS que no podía haber sido perforado con SM 94
Figura 3.3. Comparación de un hueco perforado con motor convencional y con sistema rotatorio dirigible..... 96
Figura 3.4. Comparación de la limpieza del hueco mediante motores convencionales y sistemas dirigibles rotatorios..... 96
Figura 3.5. Incremento en la utilización de RSS en la perforación direccional 97
Figura 3.6. Perfil del pozo 1..... 101
Figura 3.7. Ampliación del Perfil del Pozo 1..... 102
Figura 3.8. Perfil del Pozo 2..... 109
Figura. 3.9. Valores obtenidos de la perforación de los pozos 1, A1, B1 y C1 113
Figura 3.10. Valores obtenidos de las Tasas de Penetración de los pozos 1, A1, B1 y C1..... 114
Figura 3.11. Valores obtenidos de los Torques de los pozos 1, A1, B1, y C1 114
Figura 3.12. Valores obtenidos de las Distancias Perforadas de los Pozos 1, A1, B1 y C1..... 115
Figura 3.13. Valores obtenidos de los Tiempos de Perforación de los pozos 2, A2, B2 y C2..... 116
Figura 3.14. Valores obtenidos de las Distancias perforadas en los pozos 2, A2, B2 y C2..... 117
Figura 3.15. Valores obtenidos de los Torques en los pozos 2, A2, B2 y C2 118
Figura 3.16. Valores obtenidos de las Tasas de Penetración en los pozos 2, A2, B2 y C2..... 118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Radios en función del tamaño del hueco 8
Tabla 1.2. Rango de Radios y Ratas de construcción 10
Tabla 1.3. Opciones de tamaño de hoyo para las Series 5200, 7600 y 9600.. 35
Tabla 1.4. Especificaciones del Sistema Geo – Pilot 36
Tabla 2.1. Indicadores de la perforación realizada 82
Tabla 2.2. Datos Generales de la Perforación en el Reino Unido. 84
Tabla 3.1. Deficiencias de los Sistemas de perforación direccionales con motores dirigibles 89
Tabla 3.4. Parámetros de la Perforación de la sección de 6´´, BHA 1 103
Tabla 3.2. Primer ensamblaje de fondo para la sección horizontal del Pozo 1 104
Tabla 3.3. Segundo ensamblaje de fondo para la sección horizontal del Pozo 1 105
Tabla 3.5. Parámetros de la Perforación de la sección de 6´´, BHA 2 106
Tabla 3.7. Sumario de los motores empleados en la perforación del Pozo 2 108
Tabla 3.8. Parámetros de la Perforación de la sección de 6’’ 108
Tabla 3.6. Ensamblaje de fondo utilizado para la sección horizontal del Pozo 2 110
Tabla 3.9. Datos de la Perforación de los Pozos 1, A1, B1 y C1 112
Tabla 3.10. Datos de la Perforación de los Pozos A2, B2 y C2 116
Tabla 4.1. Tiempos de Perforación 120
Tabla 4.2. Distancias logradas en los pozos 1, A1, B1 y C1 120
Tabla 4.3. Tiempos logrados en los Pozos 2, A2, B2 y C2 121
Tabla 4.4. Costos de taladro de perforación para cada una de las secciones horizontales de los Pozos 2, A2, B2 y C2 121
Tabla 4.5. Distancias logradas por los Pozos 2, A2, B2 y C2 122
Tabla 4.6. Simulación de las distancias logradas al igualar los tiempos de perforación 122

RESUMEN

En los actuales momentos, el gran incremento que presenta el precio del petróleo junto con las cada vez más estrictas normas de seguridad medio ambiental, es necesario desarrollar e implementar nuevas tecnologías en el campo de la perforación.

El Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot es una muestra de ello. Este tipo de sistemas sobrepasan el desempeño de los motores convencionales de perforación que no son capaces de construir pozos de mayor alcance de manera más suave como nunca antes se había logrado haciendo uso de la segunda generación de la tecnología “Point the bit”. La habilidad de localizar un pozo a través de targets múltiples mejora de gran manera el recobro de un solo pozo, así como la mejora en la dirección del azimut.

Los Sistemas Rotatorios Dirigibles mejoran la transferencia de peso y las tasas de penetración además de la limpieza del hueco debido a la constante agitación de los ripios.

El concepto de diseño del sistema Geo - Pilot incluye la deflexión de un eje rotatorio entre la broca y la sarta de perforación que permite el cambio de dirección mientras la herramienta está en el fondo, eliminando el viaje para cambiar el rumbo de la sarta.

PRESENTACIÓN

En los trabajos de perforación es esencial reducir el tiempo de taladro y, a la vez, construir un pozo altamente rentable. La perforación horizontal es la alternativa actual que las compañías operadoras demandan, ya que a pesar de presentar muchas ventajas, una de ellas es la de, precisamente, incrementar en gran porcentaje la capacidad productiva de un reservorio.

El proyecto “ANÁLISIS DEL SISTEMA GEO – PILOT PARA PERFORACIÓN DIRIGIDA EN POZOS PETROLEROS” tiene por objetivo demostrar que los Sistemas Rotatorios Dirigibles son la mejor opción a la hora de perforar pozos desviados u horizontales. Por eso, la compañía Sperry – Sun de Halliburton pone a disposición de las operadoras el Sistema Rotatorio Dirigible Geo – Pilot.

Este trabajo presenta conceptos generales de las perforaciones direccionales y horizontales, así como la descripción técnica de la herramienta y sus principales parámetros de funcionamiento. Además, se pone a disposición del lector un breve historial de las perforaciones realizadas mediante este sistema alrededor del mundo y sus principales logros. Dentro del Ecuador, se comparan perforaciones realizadas mediante el Sistema Rotatorio Dirigible Geo – Pilot y motores convencionales; así como el análisis de los parámetros obtenidos en cada uno de los trabajos realizados.

Este proyecto muestra las ventajas de implementar este tipo de sistemas en campos donde las exigencias y las incertidumbres de las formaciones son un contingente que necesita de soluciones rápidas y eficientes.

CAPÍTULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Perforar direccionalmente es dirigir un pozo de manera controlada a lo largo de una trayectoria planeada para alcanzar un objetivo geológico.

Este tipo de perforación se la aplica cuando se presentan situaciones tales como:

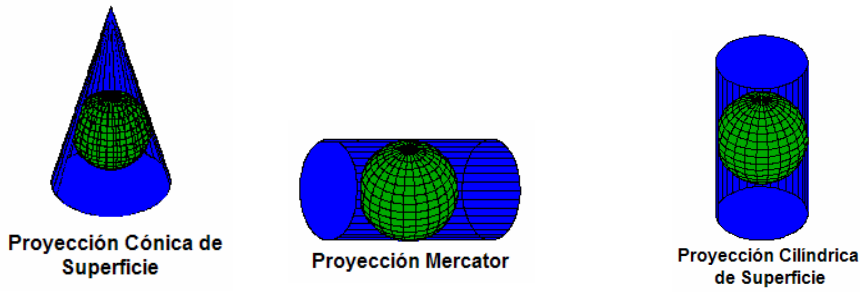
- Locaciones inaccesibles
- Desvío (Sidetrack)
- Perforaciones en domos de sal
- Pozos múltiples desde una estructura artificial
- Múltiples arenas desde un pozo
- Exploración desde un pozo
- Pozos de alcance extendido
- Perforación horizontal
- Intersección de zonas de alta presión
- SAGD (Drenaje Gravitatorio de Vapor Asistido)

1.1.1 POSICIONAMIENTO Y SISTEMA DE COORDENADAS

En Perforación Direccional los mapas utilizados para posicionar un pozo son planos. Para representar la Tierra en forma plana existen varias proyecciones. El Sistema de Coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) divide a la tierra en 60 Zonas, cada una de 6° de amplitud. Las locaciones se miden en Norte y Este en lugar de longitudes y latitudes.

La proyección Mercator fue la primera realizada y tenía como objetivo poder dibujar en un mapa las distancias recorridas por los marinos. Así se proyectó la superficie de la Tierra en un cilindro a lo largo del eje de la misma. Sin embargo, más adelante se utilizó esta proyección pero transversalmente, dejando así que la proyección se hiciera a lo largo del Ecuador. En la figura 1.1 se representan los métodos utilizados.

Figura 1.1. Métodos de Sistemas de Coordenadas



FUENTE: Sperry Drilling Services

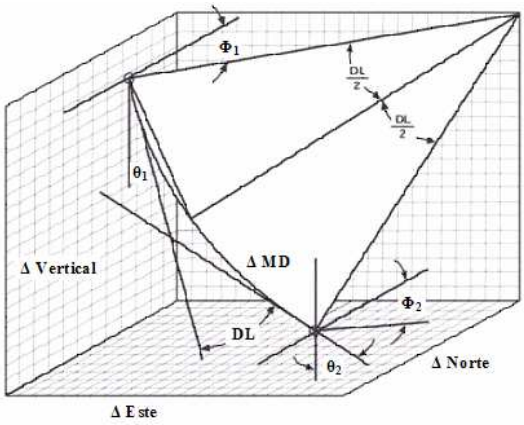
1.1.2 MÉTODOS DE CÁLCULO DE TRAYECTORIA

Los métodos de cálculo de trayectoria utilizan grupos de datos llamados estaciones de survey, los que proporcionan inclinación azimut y profundidad medida. Estas mediciones son proporcionadas por los sensores de las herramientas de medición mientras se perfora (MWD, por sus siglas en inglés) y la profundidad es proporcionada por los sensores del bloque o por la cuenta de tubería. Existen varios modelos de survey basados en diferentes suposiciones de la forma del pozo entre estaciones de survey. Excepto del método de la tangente, las demás proporciones de mediciones son virtualmente idénticas. El método más usual es el de mínima curvatura. Este método asume que el pozo es una curva constante entre las estaciones de survey y que es tangente al ángulo medido en cada estación.

En la figura 1.2, el ΔNorte es el cambio en la coordenada Norte en pies, el ΔEste es el cambio en la coordenada Este, ΔVert es el cambio en la coordenada de

profundidad vertical verdadera (TVD, por sus siglas en inglés), ∆MD es el cambio en la profundidad medida, θ es el ángulo de inclinación, Φ es el cambio en azimut, RF es el factor de relación y DL es el “dog leg” pata de perro o cambio total de ángulo en el intervalo**.**

Figura 1.2. Método de Mínima Curvatura



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.2 PLANEACIÓN BÁSICA

Planear un pozo, así sea vertical, es una tarea que involucra múltiples disciplinas. Un observador casual puede pensar que planear un pozo direccional requiere solo de algunos cálculos geométricos aparte de las tareas usuales. Por el contrario, casi cada aspecto de la planeación del pozo se afecta con un pozo direccional.

Existen varios programas de planeación direccional; sin embargo, la aplicación efectiva de estos programas involucra un conocimiento profundo de principios de ingeniería. Las variables fundamentales que dictan la trayectoria son la localización de superficie y de los objetivos geológicos del pozo aunque muchas otras variables impactan el diseño de la trayectoria final; como:

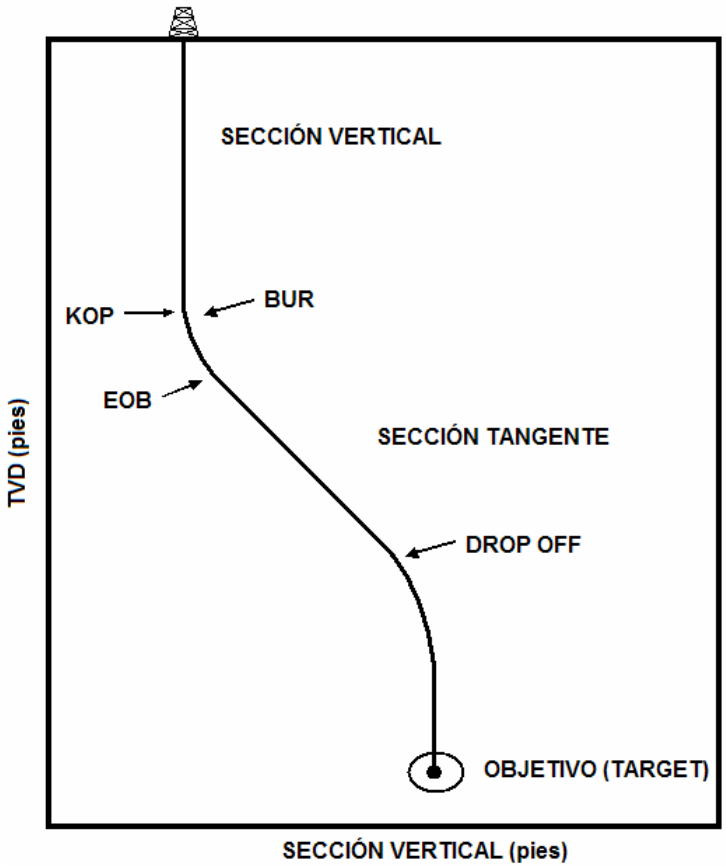
- Coordenadas de superficie

- Coordenadas del objetivo
- Tamaño del objetivo
- Pozos vecinos
- Tipo de perfil

Un perfil simple de construir/mantener/tumbar se conoce con el perfil “S” como el de la figura 1.3. El Kick Off Point, KOP, o punto de desvío, es el comienzo de la sección de construcción; ver la figura 1.3. La sección de construcción se diseña por lo general con una rata constante de construcción BUR “Build Up rate” hasta que se alcanza el ángulo en la dirección deseada EOB “End Of Build”, como se indica en la figura 1.3. El BUR, que se expresa normalmente en ⁰/100 pies o 30 m, es simplemente el cambio medido en ángulo dividido por la profundidad perforada. La inclinación se expresa en términos de ángulo del pozo con la vertical. La dirección o azimut se expresa con referencia a un plano norte verdadero o norte de grilla. La localización de un punto se expresa generalmente en coordenadas cartesianas con la cabeza de pozo como referencia y la profundidad vertical verdadera como distancia vertical. “Departure” es la distancia entre dos puntos de survey o medición proyectada sobre un plano horizontal. El EOB se define en términos de su localización en el espacio expresado como coordenadas y TVD. La especificación del EOB debe tener en cuenta el ángulo de entrada para alcanzar objetivos secundarios y el ángulo óptimo en la formación de interés para efectos de producción.

Una sección tangente se muestra después de la sección de construcción. El propósito de esta tangente es de mantener el ángulo y la dirección hasta alcanzar el siguiente objetivo. En la figura 1.3 se muestra una sección de tumbado o caída (drop off) al final de la tangente. El propósito de esta caída es generalmente posicionar el pozo en el yacimiento con la orientación óptima a la permeabilidad de la formación a los esfuerzos de la misma. Alternativamente se puede elegir una extensión horizontal en el caso de una formación que tenga múltiples fracturas verticales o tenga potencial de conificación de agua o gas.

Figura 1.3. Planeación básica de un pozo inclinado



FUENTE: Sperry Drilling Services
REALIZADO POR: Crespo Hugo

1.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS BUR

1.2.1.1 Pozos de radio largo

Se caracteriza por tener tasas de construcción de 2 a 8 grados por cada 100 pies, lo que resulta en radios de 2865 a 716 pies. Este perfil se perfora con herramientas de perforación direccional convencionales. Se han perforado secciones horizontales de hasta 8000 pies.

Sin embargo, la definición puede variar con el tamaño del hueco. Una mejor definición sería que el motor usado en el modo de deslizamiento para perforar la sección de construcción puede ser rotado en la misma sección y que la curvatura

del pozo en la sección de construcción no es lo suficientemente alta para causar fallas por fatiga en la tubería de perforación. Esta definición sugiere que la máxima tasa de construcción alcanzada para un hueco grande será menor que la máxima BUR para un pozo de diámetro pequeño.

Otra característica de los pozos convencionales, es que el máximo ángulo de una sección puede permitir que los registros eléctricos se corran con cable usando la fuerza de gravedad, sin ser empujados a fondo o bombeados. Este criterio limita normalmente la inclinación de los pozos a 65 a 80 grados dependiendo de los factores de fricción (FF). Los FF son función primaria del tipo de formación y del fluido de perforación, pero pueden incluir efectos de los escalones u orillas y los puntos de contacto del ensamblaje de fondo (BHA por sus siglas en inglés).

Aunque por definición, el máximo ángulo de estos pozos permitiría que fueran registrados con cable. Los avances en la exactitud y características de las herramientas de MWD y de registro mientras se perfora (LWD por sus siglas en inglés), han permitido que estas se conviertan en la opción preferida para pozos convencionales.

En los pozos direccionales convencionales, debido a que el ángulo del pozo es lo suficientemente bajo, se usan los collares de perforación en el BHA para añadir peso sobre la broca. La parte más débil de un collar de perforación es la conexión; por consiguiente, se debe evitar rotar los collares de perforación en curvaturas altas.

Si el ángulo máximo de un pozo es lo suficientemente bajo para que la sarta avance por su propio peso, la sarta siempre tendrá tensión en la sección de construcción.

Se deben evitar “dog-legs” no planeados, particularmente en pozos profundos para reducir la fatiga y el arrastre. En pozos muy profundos, con puntos de desvío altos, se debe minimizar la tasa de construcción. De otra manera, si el punto de desvío KOP es profundo, se pueden utilizar mayores tasas de construcción

debido a que hay menos tubería de perforación debajo del punto de desvío y un alto porcentaje de su peso está soportado por el pozo mismo. El resultado de estas aplicaciones es una menor tensión en la porción de tubería de perforación en la zona de construcción.

1.2.1.2 Radio medio e intermedio

Los pozos de radio medio alcanzan tasas de construcción de ángulo de 8 a 30°/100 pies con radios de 716 a 191 pies y con curvas de 30 a 60° con radios de 191 a 65 pies y secciones laterales de hasta 8000 pies de desplazamiento. Estas curvas se alcanzan con motores convencionales y especiales en ciertas aplicaciones. Generalmente se usa para pozos tipo re-entry.

Los pozos de radio medio usan muchos de los componentes de BHA y herramientas de planeación de los pozos de radio largo. La principal diferencia es que las tasas de construcción de los pozos de radio medio imponen algunas limitaciones a la habilidad de rotar y esas limitaciones afectan el perfil diseñado.

Los pozos de radio medio se caracterizan por:

- El BHA usado para construir la sección de construcción no puede ser rotado debido a los altos esfuerzos sobre las conexiones de los motores y MWD. En el mejor de los casos se puede rotar limitadamente
- Debido a la curvatura de la sección de construcción, el componente del esfuerzo de la tubería de perforación debido al doblamiento es lo suficientemente alto para que la rotación deba ser hecha únicamente en tensión
- Como regla general, las tasas de construcción de radio medio solo se usan para pozos de alto ángulo o pozos horizontales

La definición de pozo de radio medio varía con el tamaño de hueco tal como se aprecia en la tabla 1.1:

Tabla 1.1. Radios en función del tamaño del hueco

Tamaño	BUR (º/100 pies)	Radio (pies)
6 a 6 ¾”	12 a 25	478 a 229
8 ½”	10 a 18	573 a 318
12 ¼”	8 a 14	716 a 409

FUENTE: Sperry Drilling Services
REALIZADO POR: Crespo Hugo

Si la profundidad precisa de la formación fuera conocida y las BUR fueran constantes, se podría construir una curva constante para un pozo de radio medio, pero esto nunca pasa. Entonces, es necesario diseñar perfiles con varias secciones para identificar contingencias por incertidumbre geológica. El perfil construcción/tangente/construcción no es el más popular debido a que requiere un viaje para cambiar de BHA al final de cada una de las 3 secciones. En cambio, un perfil de construcción/construcción puede ahorrar un viaje o si hay suerte hasta dos viajes.

El mejor perfil es el llamado “soft landing”, en el cual un BHA de radio medio se usa para construir casi toda la sección y la última parte se perfora en modo deslizado con el mismo BHA que se usará para la sección horizontal. La longitud de esta sección final debe ser por lo menos tan larga como el BHA, de tal manera que los componentes del BHA pasen la zona de altos “dog-leg” antes de que comiencen a rotar.

Contrario a los pozos convencionales de radio largo, los collares de perforación no proporcionan el peso sobre la broca necesario para perforar la sección horizontal debido a que la mayoría de éste está soportado por el lado bajo del hueco y no contribuye al avance. La fuerza para empujar debe venir de la parte vertical del pozo o de alguna sección del pozo que esté encima del ángulo crítico. Para proporcionar esta fuerza, se corren drill collars (DC) o tubería de perforación pesada (HWDP por sus siglas en inglés) en compresión en la parte vertical del pozo. Algunos perfiles requieren que el KOP esté muy arriba, lo cual no deja

espacio suficiente para colocar los DC necesarios para empujar. En este caso se puede usar el peso del bloque o usar máquinas que empujan la sarta en el pozo.

Los collares de perforación no tienen ningún efecto en la parte horizontal. De hecho, el peso de los DC en la parte lateral solo incrementan el torque y arrastre, y le impide a la sarta avanzar. Por otra parte, se ha demostrado que la tubería de perforación puede transmitir grandes cargas compresionales sin que se presente el efecto de buckling o “entorchado”. Como práctica común se corre tubería de perforación convencional en compresión en la parte lateral de los pozos horizontales para transmitir cargas axiales a la broca de perforación.

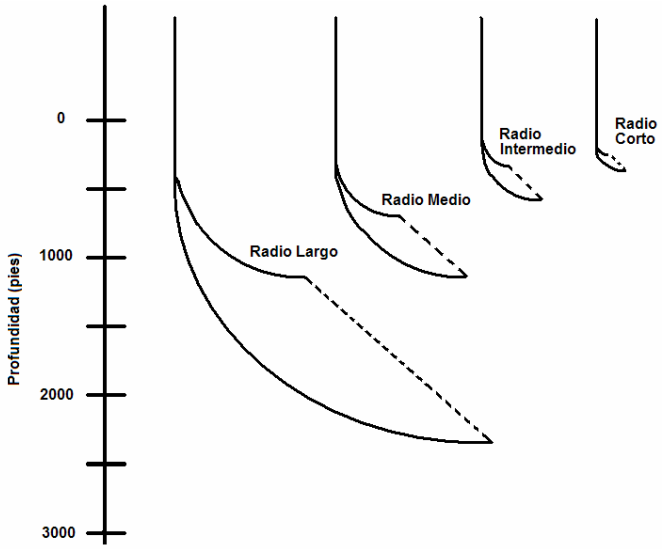
1.2.1.3 Radio corto y ultra corto

Tienen curvas de 60 hasta 200⁰⁄100 pies y se alcan zan radios desde 95 a 28 pies en los casos más extremos. Las aplicaciones de los pozos radio corto y ultra corto son escasas y se realizan con motores y MWD articulados usualmente para pozos tipo re-entry evitando zonas superiores problemáticas en pozos someros. Ver la figura 1.4.

El equipo direccional para la perforación de este tipo de pozos incluye:

- Motores de construcción articulado
- Motor lateral articulado
- MWD articulado
- Motor híbrido (alternativa)

Figura 1.4. Tipos de Radio de Curvatura



FUENTE: Sperry Drilling Services

REALIZADO POR: Crespo Hugo

En la tabla 1.2 se condensa el rango de radios y ratas de construcción.

Tabla 1.2. Rango de Radios y Ratas de construcción

CLASIFICACIÓN	RATA DE CONSTRUCCIÓN (º/100 pies)	RADIO (pies)
LARGO	2 a 8	2865 a 716
MEDIO	8 a 30	716 a 191
INTERMEDIO	30 a 60	191 a 95
CORTO	60 a 200	95 a 28

FUENTE: Sperry Drilling Services

REALIZADO POR: Crespo Hugo

1.2.2 SECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN Y TANGENTE

La sección de construcción se perfora usualmente con BHA's dirigidos con motores de fondo ya que se puede compensar cualquier variación del plan con ellos. Las guías generales de diseño generalmente son para diseñar un motor dirigido con una capacidad de dog-leg de al menos 25 a 50% más de la tasa de

construcción planeada; luego el motor se rota tanto como se requiera para eliminar el exceso de BUR. El mayor temor en la sección de construcciones es caer debajo de la curva; es decir, debajo del perfil diseñado.

Si esto sucede, generalmente hay que deslizar más, hasta casi el 100% o sacar el motor y cambiar el ángulo del codo o todo el diseño que permita alcanzar la curva. Sin embargo, tampoco es recomendado sobre diseñar con 100 o 200% de exceso del dog-leg debido a que los dog-leg creados son muy altos y el motor debe ser orientado hacia abajo o rotado muchas veces para reducir la curvatura. Cada intervalo de rotación reduce la vida útil del motor.

La estrategia preferida es diseñar un BHA que tenga suficiente capacidad de dog-leg para construir a la tasa requerida sin deslizar más del 30 o 40% del tiempo y que en modo rotatorio mantenga o construya ligeramente. También es deseable que una vez finalizada la sección de construcción, la sección tangente pueda ser perforada con el mismo BHA. Si no se puede, es necesario sacar el BHA y ajustarlo al nuevo diseño para la tangente.

Aunque es preferible perforar la sección tangente con BHA’s dirigidos debido a su capacidad de responder a cambios bruscos de las tendencias de la formación, generalmente la tasa de penetración de los BHAs deslizados es 60% de la tasa de penetración de los BHA rotatorios. Es por eso que muchas compañías prefieren sacar el motor y bajar un BHA rotatorio diseñado para mantener inclinación y perforar más rápido. Sin embargo, si se presentan cambios bruscos en la dirección, es necesario sacar el BHA rotatorio y corregir la dirección (alineando el pozo con la trayectoria planeada) usando un BHA dirigido con motor.

1.3 HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El control direccional en la mayoría de los pozos con trayectoria controlada, de radio largo, medio o corto, se hace a través de dos tipos básicos de BHA’s: BHA’s deslizados con motores de fondo y BHA’s rotarios. Las técnicas de desviación, tales como jetting o desviaciones con whipstocks, no son tan comunes como en el

pasado. Así como tampoco es común el uso de herramientas de registro de desviación con cable como steering tools o single shot. Éstas han sido reemplazadas por herramientas que proporcionan registros de desviación en tiempo real mientras se perfora (MWD) y registros eléctricos en tiempo real (LWD).

En ocasiones se prefieren los BHA's rotatorios sobre los BHA's deslizados para perforar secciones tangentes donde el objetivo es mantener el ángulo y perforar recto. Sin embargo, comúnmente se usan donde las tendencias de las formaciones se pueden predecir y la economía del proyecto no aguanta el uso de BHA's dirigidos todo el tiempo. También se usa para mantener la verticalidad de los pozos cuando el tamaño del objetivo geológico no es una preocupación y se puede dejar que el BHA siga la tendencia natural de las formaciones.

En un BHA rotatorio el peso de los collares de perforación les da una tendencia de flexionarse hacia el lado bajo del pozo. La rigidez de los collares, la distancia y el diámetro de los estabilizadores se usan para diseñar el BHA con el propósito de controlar la magnitud de la flexión para tener el efecto direccional deseado de mantener, tumbar o construir ángulo. Los BHA's rotatorios tienen una habilidad limitada para controlar las variaciones del plan, especialmente las variaciones de azimut. Sin embargo, en desarrollos de pozos múltiples se puede identificar las tendencias de las formaciones y optimizar el diseño de los BHA rotatorios para mayor control direccional.

La habilidad limitada de los BHA rotatorios a variar las tendencias direccionales depende primordialmente de la variación del peso sobre la broca aplicado (WOB por sus siglas en inglés). Debido a que los BHA rotatorios solo tienen una tendencia direccional, la variación del WOB generalmente no cambia la tendencia direccional (de construir a tumbar, a no ser que la tendencia de la formación sea muy fuerte y desconocida) pero sí se puede usar para afinar la tendencia.

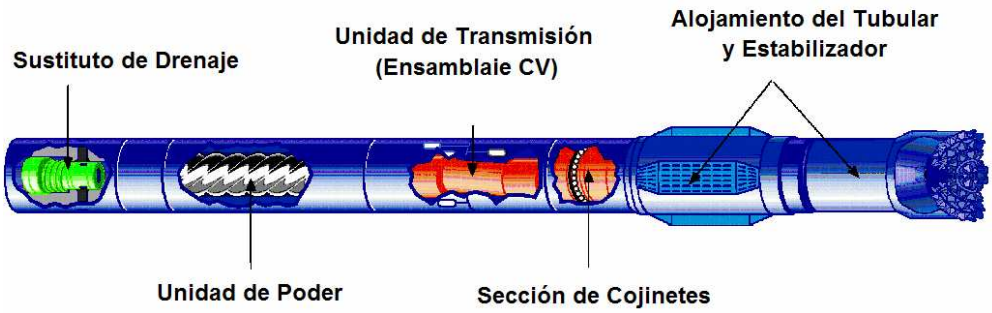
1.3.1 MOTORES

Los motores de perforación son herramientas que usan el fluido como fuente de poder para hacer girar la broca sin que la sarta de perforación rote.

1.3.1.1 Motor de desplazamiento positivo

El motor de desplazamiento positivo (PDM por sus siglas en inglés) ha evolucionado como el método primario de control direccional. Los PDM son accionados por el fluido de perforación que hace que la broca gire sin que la sarta de perforación rote. La potencia del motor es generada por una geometría rotor/estator. Ambos, el rotor y el estator, tienen lóbulos helicoidales que se unen para formar cavidades helicoidales selladas. El flujo de fluido de perforación a través de estas cavidades fuerza al rotor a moverse. El perfil del estator, el cual siempre tiene un lóbulo más que el rotor, está fabricado de caucho elastomérico dentro de la carcaza del motor. El rotor que describe un movimiento excéntrico respecto al eje del motor está conectado a un cople articulado que transmite el torque, eliminando el movimiento excéntrico. El cople permite que el motor tenga un “codo” el cual se doble desde 0 a 3°. El cople t ransmite el torque a un eje que va empotrado en un juego de balineras que le permiten transferir tanto la carga axial y lateral a la broca. En la figura 1.5 se esquematiza la configuración de un motor.

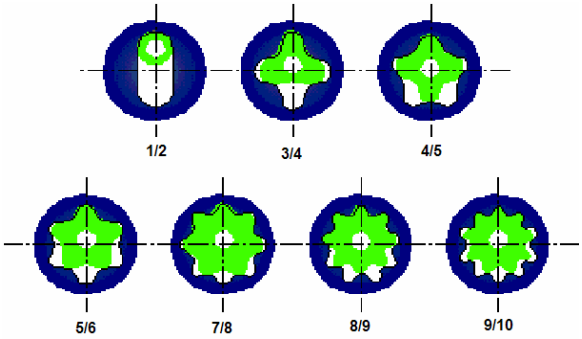
Figura 1.5. Configuración de un motor



FUENTE: Sperry Drilling Services

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 y bajo torque hasta baja velocidad y alto torque. Por 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); la figura 1.6 muestra las configuraciones de un rotor y estator.

Figura 1.6. Configuración de un Rotor y Estator



FUENTE: Sperry Drilling Services

La potencia del motor es casi linealmente proporcional a la tasa de flujo y el torque es proporcional a la caída de presión generada. Esta relación de presión de entrada a torque de salida permite al perforador direccional detectar fácilmente condiciones anormales de operación que llevarían a que el motor se frene.

Antes de la introducción del motor dirigible, en la última parte de la década de los 80, la configuración típica del motor era de un motor recto de unos 20 pies con un codo encima del motor. Estas herramientas eran capaces de construir hasta 5º/100 pies pero estaban sujetas a variación severa de BUR en formaciones anisotrópicas y tenían dificultades de desvío en formaciones duras debido al momento del brazo.

1.3.1.2 Motores dirigibles

Un motor dirigible se configura con un “codo” ajustable en la carcaza del motor cerca de la broca y con uno o más estabilizadores. El motor puede operar en dos modos: el modo deslizado u orientado y el modo rotatorio. En el modo deslizado, el motor se orienta rotando la sarta muy despacio utilizando las señales del MWD para determinar el “toolface” o la orientación del codo. Una vez que se alcanza la orientación determinada, la sarta de perforación se “desliza” (avanza perforando sin rotar la sarta). El torque necesario para alcanzar la rotación de la broca es proporcionado por el motor. La combinación de estabilizadores y el codo genera una carga lateral en la broca causando como resultado que la broca perfore en la dirección de la “toolface”. La capacidad de construir y girar del motor se conoce como capacidad de “dog leg” y va típicamente de 1 a 15⁰⁄100 pies.

Colocar el codo en la varilla conectora en lugar que en la parte superior del motor reduce el esfuerzo y hace que la rotación sea posible. En el modo rotatorio, la sarta se rota y el codo pierde su efecto al menos en cuanto al cambio de dirección se refiere. Cuando se rota, el motor se comporta como un BHA rotatorio en donde la tendencia direccional está determinada por el diámetro y la posición de los estabilizadores. Usualmente, el motor se configura para que perfore recto en el modo rotatorio aunque se puede configurar para tumbar ángulo o construir mientras se rota. Los porcentajes de deslizamiento y rotación pueden ser manipulados por el perforador direccional para alcanzar la tasa de construcción deseada y seguir la trayectoria diseñada.

1.3.1.3 Turbinas

Al igual que los motores, las turbinas emplean el fluido de perforación como fuente de energía para mover las aletas de metal que rotan la broca. No usa estatores o material elastomérico, haciéndolas más resistentes a fluidos agresivos y a altas temperaturas. Sin embargo, la velocidad de la broca disminuye con la necesidad de torque de la misma; un incremento en el torque no necesariamente significa un aumento en la presión. Por lo tanto, es muy difícil saber si la turbina

esta “frenada”. Las turbinas tienden a ser más largas que un PDM y su velocidad es mucho mayor, generalmente cerca de 1000 RPM lo que las hace ideales para correr brocas impregnadas con diamante natural para formaciones extremadamente duras. Las turbinas actuales pueden ser configuradas con codos y estabilizadores, que les dan la capacidad de ser dirigidas como los PDM.

1.4 PERFORACIÓN HORIZONTAL

En lugar de intentar mover los hidrocarburos a pozos verticales que pueden no estar bien posicionados, actualmente la industria petrolera está optando por perforar pozos horizontales y multilaterales que posicionan el pozo mucho más cerca de los hidrocarburos. Se define a un pozo horizontal como un pozo direccional con una sección perforada continua con un ángulo mayor a 86° con respecto a la vertical.

Los pozos horizontales alcanzan mayor productividad que un pozo vertical, debido principalmente a su mayor exposición al yacimiento. Como regla general, asumiendo que la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical (Kh = Kv), los pozos horizontales solo producen más que los pozos verticales cuando la longitud horizontal excede el espesor de la formación productora. Los pozos horizontales son más atractivos en yacimientos delgados ya que el pozo no debe ser excesivamente largo para mejorar la producción de un pozo vertical en el mismo yacimiento. En formaciones grandes, se requiere perforar un pozo relativamente más largo para obtener el mismo incremento en productividad. Los gastos adicionales involucrados a menudo hacen que esta no sea la mejor opción.

La producción de un pozo horizontal, o de alto ángulo, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es significativamente menor que la permeabilidad horizontal. Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde Kh>Kv, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación. Las Kv’s de una formación están influenciadas por la presencia de arcillas discontinuas, bandas de calcita, capas delgadas, fracturas, etc. que actúan como barreras del

flujo vertical. Los modelos de yacimiento usualmente no pueden tener en cuenta todas estas variables y es necesario realizar pruebas especiales como pruebas de interferencia vertical para evaluar su efecto en un posible desarrollo horizontal. Las arcillas continuas en grandes áreas reducen la permeabilidad vertical, casi a 0. Cuando se presenta una arcilla de este tipo en un yacimiento, es recomendable un pozo de alto ángulo que atraviese varias zonas en lugar de un pozo horizontal.

La productividad de un pozo horizontal puede ser anticipada mediante la simulación del yacimiento u otras técnicas analíticas. Los Ingenieros de Yacimientos emplean el término “Índice de Productividad”, que consiste en la tasa de flujo dividida por la caída de presión o “drawdown”. Entre más alto es el IP, mayor será la tasa de producción. La ecuación 1.1 expresa el índice de productividad.

$$IP = \frac{q}{\mathrm{Pr} - Pwf} = \frac{bls}{lpc} \qquad \textbf{\textit{Ec. 1.1}}$$

Donde:

IP = Índice de productividad
q = Caudal (barriles)
Pr = Presión de reservorio (lpc)
Pwf = Presión de fondo fluyente (lpc)

La productividad adicional de los pozos horizontales puede ser usada para incrementar la producción del campo o usada alternativamente para alcanzar la misma producción con menos pozos; cada uno con un radio de drenaje mayor. La mayor productividad también resulta en un mayor flujo de caja que un pozo vertical, de ahí la popularidad que han alcanzado los pozos horizontales en la última década.

Las principales ventajas de perforar pozos horizontales son:

- Reducción de la conificación de agua y gas debido a la reducción de la caída de presión a través del yacimiento
- Incremento de producción por la conectividad entre las fracturas
- Incremento de producción por incremento del área expuesta del yacimiento al pozo
- Reducción de la caída de presión en el pozo
- Una combinación de las dos anteriores puede producir una reducción en la producción de arena
- Aumento de recobro de reservas y un patrón más eficiente de drenaje

Para realizar este tipo de perforaciones se deben considerar los siguientes aspectos:

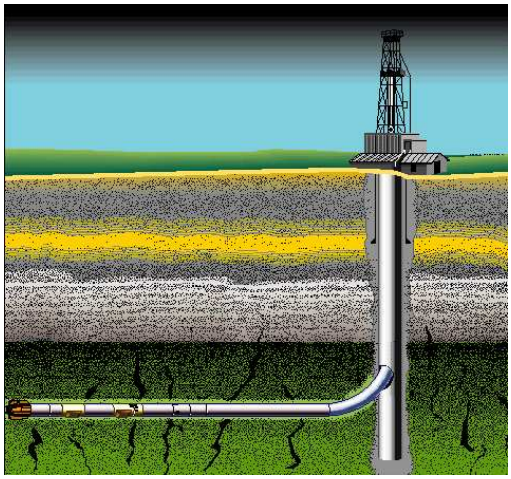
- Espesor vertical del yacimiento
- Relación de permeabilidad Kh vs Kv
- Efecto de las barreras de permeabilidad vertical
- Estimación de la productividad
- Modelo de productividad

1.4.1 CONECTIVIDAD ENTRE FRACTURAS

Las fracturas naturales son normalmente casi verticales (excepto en rocas altamente deformadas). Consecuentemente, un pozo vertical tiene un menor porcentaje de éxito en tratar de interceptarlas todas y de hecho puede simplemente perderlas. Las fracturas naturales son altamente permeables de manera que un pozo horizontal que contacte el mayor número de fracturas tendrá una productividad mucho más alta que un pozo vertical en la misma formación. En algunos casos, el pozo vertical no puede fluir. La longitud del pozo horizontal es muy importante. Entre más largo es el pozo, mayor oportunidad de interceptar fracturas. Las fracturas generalmente están orientadas en una dirección particular. Para maximizar el número de fracturas, el pozo horizontal debe ser perforado lo más perpendicular posible a ellas y nunca paralelo.

La perforación de pozos en yacimientos naturalmente fracturados puede ser difícil. Las fracturas pueden causar grandes pérdidas de fluido de perforación y el tiempo de perforación puede ser considerablemente mayor. Taponar las fracturas con material de pérdida puede dañar la productividad de las mismas. Una solución es usar lodos de pérdida de circulación (LCM por sus siglas en inglés) que se degrade con el tiempo a las condiciones de fondo de pozo. En la figura 1.7 se presenta la conexión entre fracturas para un pozo horizontal.

Figura 1.7. Conexión entre fracturas



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.4.2 REDUCCIÓN DE LA CONIFICACIÓN DE AGUA Y GAS

En un yacimiento las diferencias de densidades mantienen la columna de gas encima del aceite y este a su vez encima del agua. Sin embargo, una caída de presión que se crea entre el pozo y el yacimiento puede exceder las fuerzas que mantienen al gas, el petróleo y el agua separados; en ese momento ocurre la conificación.

La conificación de un pozo vertical se puede reducir incrementado la distancia entre la ultima perforación y el contacto agua petróleo (WOC por sus siglas en inglés). Desafortunadamente esto reduce la longitud abierta al flujo, reduciendo la producción del pozo y dejando petróleo sin recuperar. Esto no es un problema

para un pozo horizontal. La distancia entre el pozo y el WOC puede ser maximizada colocando el pozo en el tope del yacimiento siempre y cuando sea de suficiente calidad y no haya un empuje de agua extremadamente alto. De la misma manera, si la preocupación es la conificación del gas, el pozo horizontal se puede perforar en la base del yacimiento.

Si el objetivo principal del pozo horizontal es el de aumentar la productividad, su localización óptima debe estar cerca al centro del yacimiento. En la práctica, esto depende de la distribución de arena de alta calidad, los mecanismos de empuje del yacimiento, etc.

El posicionamiento del pozo horizontal en relación al contacto gas petróleo (GOC por sus siglas en inglés) y el WOC depende de varios factores. Típicamente se requiere una simulación para determinar la mejor posición considerando:

- La movilidad relativa de los fluidos. El pozo debe ser posicionado lo más lejos posible del fluido con mayor movilidad
- La permeabilidad vertical. Si el tope del yacimiento es más apretado que los intervalos inferiores, podría ser mejor colocarlo cerca al GOC para evitar la conificación del agua

1.5 APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La aplicación exitosa de los pozos horizontales o de alto ángulo depende en gran medida de tener una buena caracterización del yacimiento. Esto asegura el posicionamiento óptimo de la sección lateral dentro del yacimiento. Desafortunadamente, debido a la incertidumbre geológica existente en todos lo yacimientos y la incertidumbre proveniente de las herramientas de survey direccional, la predicción del espesor del yacimiento y sus límites estarán siempre sujetos a interrogantes. La perforación horizontal ha mostrado que los yacimientos son mucho más heterogéneos que lo que se supone. La incertidumbre geológica debe ser considerada en la planeación y en el desarrollo del programa de perforación.

La mayoría de los yacimientos de arenisca consisten en capas de alta y baja permeabilidad. Algunas aplicaciones dependen de que la sección horizontal sea posicionada en las áreas de mayor permeabilidad. Los pozos posicionados en las capas de menor permeabilidad serán menos productivos o pueden no fluir.

El posicionamiento del pozo horizontal en las capas de alta permeabilidad se realiza usando registros eléctricos o datos de núcleos tomados en pozos vecinos. También se usan herramientas de evaluación de la formación durante la perforación (FEWD por sus siglas en inglés) o LWD para guiar el pozo a través del yacimiento en las mejores arenas dependiendo de las respuestas de los registros. Otra técnica muy usada es la de perforar un pozo piloto a través de la formación y registrarlo con el fin de re-planear el punto de aterrizaje del pozo horizontal con datos nuevos de la misma capa y evitar el contacto con el gas o agua. El pozo piloto se tapona usualmente con cemento para poder salir desde este hacia el horizontal.

El azimut de la sección horizontal también debe ser considerado para la aplicación. Si el objetivo del horizontal es el de evitar la producción de agua o gas, el pozo debe ser localizado lejos de las fallas o fracturas que pueden causar que el agua o gas lleguen al pozo prematuramente.

Un pozo altamente desviado puede ser en ocasiones más efectivo en términos de producción que un pozo horizontal a 90°. Un pozo de alto ángulo puede ser apropiado cuando:

- Hay posibilidad de producción temprana de agua o gas debido a incertidumbres geológicas o de ingeniería de yacimientos
- La permeabilidad es baja debido, por ejemplo, a barreras de arcilla

Un pozo de alto ángulo permite que los intervalos productores de agua o gas sean sellados o completados selectivamente. La producción de agua comienza generalmente cerca del fondo del pozo (aunque es posible tener contribución de agua de capas superiores de alta permeabilidad). La sección del fondo de un

pozo de alto ángulo puede ser aislada fácilmente usando tapones (Bridge Plug) siempre y cuando no haya restricciones en la completación.

Por otro lado, cerrar la producción de gas de la parte superior de un pozo altamente desviado usando cementación forzada es más difícil de hacer.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, los pozos horizontales y los pozos verticales fracturados hidráulicamente, tienen muchas cosas en común. Sin embargo, una diferencia obvia es que la fractura hidráulica se extiende a través de todo el espesor del yacimiento mientras que el pozo horizontal se extiende sobre una distancia vertical muy pequeña.

Si no colapsa, el pozo horizontal tiene esencialmente conductividad infinita mientras que la conductividad de la fractura está limitada por la permeabilidad de propagación y el ancho de la fractura. También, a medida que la presión del yacimiento declina, se incrementa el esfuerzo con el “proppant”; lo cual resulta en una notoria disminución de la conductividad de la fractura.

El proceso de fractura involucra el riesgo de fracturar la zona por fuera y comunicar una zona de agua y aunque la fractura se diseñe sobre una longitud y conductividad controlada, las operaciones de bombeo pueden sobrepasar los valores diseñados. Por el contrario, la perforación del pozo horizontal tiene más control sobre la longitud y su localización dentro del yacimiento.

1.6 BROCAS DE PERFORACIÓN

Durante la planeación de un pozo se deben seleccionar los tipos de brocas a usarse de acuerdo a las características de la formación y al diseño del pozo. En la actualidad existen diversos tipos de brocas para la perforación de un pozo.

Uno de los principales objetivos en la selección de brocas es la de reducir los costos de perforación.

Los nuevos desarrollos en la tecnología de las brocas, así como la base de datos de las mismas, facilitan la selección de una broca adecuada a la formación logrando así un mayor nivel de operación; lo que se verá reflejado en mejor tasa de penetración, longevidad, etc.

Para la planeación del programa de brocas de un pozo a perforarse, se procede de la siguiente manera:

1. El ingeniero encargado de la planeación del pozo deberá llevar a cabo una selección inicial de las brocas, basado en los objetivos direccionales, geología y propiedades petrofísicas de la roca.
2. Obtener registros de pozos vecinos tales como: sónico, densidad, porosidad, gamma, de lodos.
3. Efectuar un estudio detallado de los registros de brocas de los pozos vecinos, para que el programa sea un promedio del área.
4. El programa de brocas y los programas operacionales deberán afinarse para lograr que el pozo a perforar rebase la operación promedio del área.

1.6.1 TIPOS DE BROCAS

En la actualidad existen diversos tipos de brocas para la perforación de pozos que difieren entre sí, ya sea en la estructura de corte o por su sistema de rodamiento. Las brocas se clasifican en:

- Brocas de Conos
- Brocas de Diamante Impregnado
- Brocas de Diamante Policristalino

1.6.1.1 Brocas de Conos

La broca de conos palea, tritura, corta y deforma la roca. La eficiencia al perforar está dada por el peso sobre la broca. La broca de conos tiene partes móviles, razón por la cual la vida útil de ellas es función de la velocidad de la rotaria y revoluciones acumuladas.

1.6.1.2 Brocas de Diamantes Impregnados

Las brocas de diamantes impregnados perforan las formaciones de mayor dureza; la acción cortante es igual a las brocas PDC, pero el tamaño de los diamantes permite que pequeñas cantidades de roca sean removidos por cada diamante.

1.6.1.3 Brocas de Diamante Policristalino PDC (Polycrystalline Diamond Compact)

Las PDC remueven formación de la cara de la roca cizallándola de manera similar a una herramienta mecánica que quita el metal de una pieza que es maquinada en un torno.

En la figura 1.8 se presentan ejemplos de brocas.

Figura 1.8. Ejemplo de brocas PDC, Diamante y Bicéntricas

FUENTE: Halliburton- Security DBS Applications Engineering Training Manual

1.6.2 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE BROCAS

Entre estos factores se tiene:

- Longitud de las secciones a perforarse
- Dureza y abrasividad de la formación
- Geología

- Objetivos de perforación direccional
- Sistema de rotación
- Tipo de fluido de perforación

Actualmente, aún cuando la variedad de brocas es mayor y el proceso de selección parece ser más complicado aplicando algunos lineamientos, se logra incrementar las tasas de penetración y obtener ahorros significativos en el costo de perforación.

1.6.3 EL CONCEPTO DART

Directional Application ROP – Effective Technology (tecnología de un efectivo ROP en la aplicación direccional, por sus siglas en inglés) es un concepto que permite reforzar el diseño de los cortadores para optimizar las aplicaciones direccionales.

Las brocas de perforación de Security DBS han mejorado significativamente el producto desarrollado y el ciclo de manufactura para los diseños de brocas de perforación direccional. Ningún otro fabricante ha alcanzado esta meta de eliminar las extrañas líneas de comunicación y mejorar el tiempo de respuesta para las soluciones de diseño de trabajo específico y la entrega al taladro.

El diseño de Security DBS en el proceso de interfase con el cliente permite una rápida respuesta a las más exigentes demandas impuestas por las aplicaciones de perforación direccional. Con esta filosofía de diseño, los objetivos de la aplicación direccional DART pueden ser logrados a través de la implementación del criterio de diseño de trabajo específico. Por aplicar estos criterios, la seguridad DBS es capaz de:

- Minimizar la fluctuación de la tool face.
- Lograr el nivel deseado de sensibilidad direccional.
- Mejorar la calidad del hueco.
- Optimizar la rata de penetración (ROP) y la vida de la broca.

1.6.4 EVALUACIÓN DEL DISEÑO DE APLICACIÓN

El punto focal del proceso de diseño es el especialista del servicio ADE (por sus siglas en inglés). La descentralización de la función del diseño de la broca involucra ubicar estos altamente entrenados especialistas del servicio ADE en las locaciones alrededor del mundo. Cada especialista ADE es equipado con lo último en hardware y software y es conectado a un canal de otros especialistas ADE con vínculos directos a las facilidades de fabricación primarias de Security DBS.

El proceso SPARTA permite a Security DBS seleccionar y optimizar el desempeño de la broca para pozos o taladros de perforación. El software de aplicación a tiempo real y planeamiento científico (SPARTA, por sus siglas en inglés) es el simulador más exacto de la industria de la dureza de la roca y la geología de los registros de los pozos. En suma, al especialista del servicio ADE, cada área geográfica es apoyada por un analista del proceso SPARTA, usando el simulador de perforación SPARTA. Las herramientas SPARTA proveen a los clientes de Security DBS un confiable y altamente útil análisis de las condiciones de perforación de subsuelo para seleccionar las brocas de perforación y para proveer un confiable mapa para optimizar la construcción del pozo.

1.6.4.1 Perfil de la broca

El perfil de la broca es otro factor clave que afecta la capacidad de dirigir las brocas PDC. No tomar en cuenta este perfil puede incluir consecuencias como la reducción de la vida de la broca debido a la menor remoción de elementos y una limpieza más pobre debido a una inadecuada configuración de la hidráulica. La evaluación de formaciones, el ensamblaje de fondo (BHA) y la capacidad hidráulica juega un rol importante en la elección del mejor perfil de la broca. Una combinación de experiencia en el diseño de las brocas de perforación direccionales más un apropiado software SPARTA y la disponibilidad de miles de corridas de brocas, permite a los especialistas de servicio ADE, ingeniar la mejor solución.

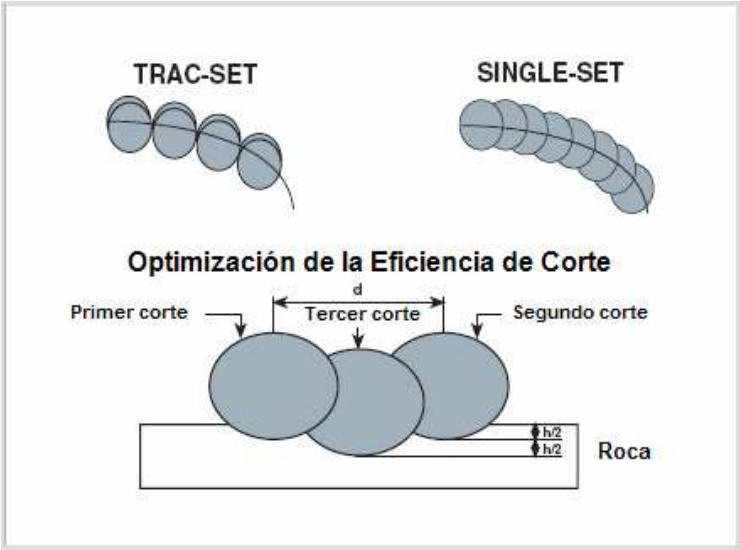
La broca 8 ½'' SDBS XSD20DL fue realizada especialmente para la aplicación específica del Sistema Geo – Pilot. La mecha incorpora varias y nuevas características como:

- Una manga de 10'' diseñada especialmente
- Una fila de diamantes reforzados que reducen el desgaste y mejora la actuación de las estructuras de los cortes
- Un cojinete de fricción plateado Premium que actúa bajo el concepto de un cojinete sólido
- Shirttails protegidos con insertos de carburo de tungsteno
- Almohadillas estabilizadoras de cuerpo integral para mejorar el desempeño direccional

1.6.4.2 Eficiencia de corte

Para los problemas que se presentan, los especialistas del servicio ADE usan configuraciones de corte trac – set o single – set para optimizar la estabilidad, la capacidad de dirección y el desempeño. Todas las brocas PDC de Security DBS pueden ser diseñadas con los dos arreglos antes mencionados. Por consideraciones de seguridad en las características de diseño, los especialistas de servicio ADE optimizan la eficiencia de corte para una aplicación direccional específica y maximizar las ratas de penetración a través del mejoramiento del control direccional de la broca. En la figura 1.9 se presenta la optimización de eficiencia de corte.

Figura 1.9. Optimización de Eficiencia de Corte



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.6.4.3 Fuerza de balance

La estabilidad de la broca es un factor clave en el logro de un desempeño aceptable y de las expectativas de dirección. La calidad del pozo también es un parámetro importante en el como la broca reacciona con el BHA para lograr los resultados deseados. La transferencia de energía a la broca y la actuación del BHA son optimizadas cuando el pozo es suave y está en la medida.

Lograr una baja fuerza de no - equilibrio (IBF, por sus siglas en inglés, ImBalanced Force) durante el diseño de la broca ayuda a asegurar que las vibraciones de la broca no afectan adversamente al desempeño de la broca y la calidad del hueco.

1.6.4.4 La tecnología FullDrift y las aplicaciones en los motores de lodo

El concepto DART es aplicable a todo el rango de aplicaciones de perforación de motores de lodo convencionales, así como todas las aplicaciones FullDrift, incluyendo al Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot. Es comúnmente creíble que a menor longitud de la broca de calibre extendido, mejor es su capacidad de

dirección; pero, una menor longitud de la broca de calibre extendido también tiene una tendencia de producir tortuosidad en el pozo. Esto se debe a que a menor medida de longitud de la broca, menor es la masa en contacto con el pozo y puede ocurrir el efecto de espiral en el hueco. Pruebas de campo han probado que una mayor longitud de la broca puede producir una calidad de pozo superior y puede mejorar el apoyo a la capacidad de dirección de la broca y el BHA.

1.6.5 APLICACIONES AL SISTEMA DIRIGIBLE ROTATORIO

Usando el concepto de la aplicación direccional DART, Security DBS puede esbozar y proveer diseños de brocas específicos para optimizar el desempeño para todo el rango de sistemas “point – the – bit”, al cual pertenece el Geo – Pilot.

El Sistema Dirigible Rotatorio “point – the – bit” Geo – Pilot es el único que usa brocas de calibre extendido para compensar los estabilizadores que están cerca de la broca. Como resultado, ésta proveé un pozo más “suave”, minimizando el efecto de espiral y tortuosidad en el hueco; ver la figura 1.10.

Figura 1.10. Arreglo de Broca para Sistemas “point – the – bit”

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7 SISTEMA DIRIGIBLE ROTATORIO GEO – PILOT

1.7.1 HISTORIA DEL PROYECTO

El desarrollo del proyecto comenzó en noviembre de 1997 en el Centro de Desarrollo de Herramientas de Perforación de Sperry – Sun, en la ciudad de Nisku, Canadá. La primera prueba a gran escala de la herramienta se la llevó a cabo en mayo de 1999. Ésta comprendió en la perforación de dos pozos, a través de un bloque de concreto de 20 metros de longitud. La prueba fue exitosa encontrando la especificación de diseño inicial de rata de construcción/caída de 4 1/2 a 5 grados por cada 30 metros. Una serie de pruebas corridas fueron iniciadas para establecer que la herramienta funcionaría en un ambiente de perforación.

1.7.2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA

El sistema Geo – Pilot consiste de un eje sostenido por dos cojinetes o soportes dentro de un alojamiento exterior que mide aproximadamente 18 pies de longitud. Los sellos rotatorios, en cada extremo, encierran la herramienta completamente. La parte superior de la herramienta es conectada en la forma convencional por medio de la tubería de perforación hasta el top – drive y así la energía rotatoria es transmitida a la broca de perforación. El alojamiento exterior de la herramienta tiene libertad de movimiento hacia la parte inferior del hueco (axialmente) pero es restringido para rotar debido al estabilizador de referencia en el extremo superior del alojamiento. Este estabilizador tiene tres juegos de cilindros con un espacio entre ellos que brinda una sobre medida en las secciones del hueco. Este alojamiento, de hecho, rota en la misma dirección que la broca. Todo esto es necesario para que la razón de RPM entre la broca y el alojamiento no exceda el límite fijado.

Originalmente el alojamiento llevaba un segundo estabilizador en su extremo inferior, cumpliendo la función de soporte para transportar las cargas de deflexión del eje interior. Una decisión, basada en el éxito de usar las brocas de perforación Security DBS de calibre extendido (long – Gauge) en el sistema de perforación

Sperry – Sun Slickbore, y en una prueba sistemática en la prueba de Catoosa en Oklahoma, fue realizada con las brocas de perforación de calibre extendida adoptadas para usarse con Geo – Pilot. Esta prueba proporcionó datos como: que el estabilizador inferior era innecesario por lo que se prescindió de éste; lo que dio como ventaja que cualquier riesgo de un mal empaquetamiento cuando se perfore un zapato de tubería de revestimiento (un problema experimentado en una prueba) se redujera. Un gran beneficio es que las brocas de calibre extendido corren de manera más suave debido a la ausencia de cortes laterales. Mejorar la calidad del hueco y una mayor fiabilidad son un resultado directo, por la ausencia de vibración en la broca, que es un beneficio secundario.

El eje es transportado por dos cojinetes o soportes dentro del alojamiento. El soporte superior es diseñado para prevenir el doblaje encima de éste; el alojamiento inferior es del tipo de contacto angular. Entre los dos hay una unidad de inclinación que desvía el eje. El corazón de esta unidad de inclinación son dos levadores excéntricos rotatorios, asentados uno dentro del otro. Cuando las excentricidades de los levadores están opuestas, el eje se mantiene recto. Cuando las excentricidades están rotando, el eje puede ser doblado de cualquier magnitud a su máxima capacidad, y a cualquier dirección (cara de la herramienta – toolface).

1.7.2.1 Modo dirigible de comunicación de fondo

La comunicación con el Geo – Pilot usando el sistema de comunicación de fondo, involucra la instalación de un pequeño sistema de control de pulso de lodo en, o cerca, de la mesa rotaria.

Entonces, la unidad es controlada por una computadora en superficie manejada por un operador que codifica en comandos las órdenes dadas y éstas son transmitidas a la herramienta en el fondo por medio de una serie de pulsos negativos a través del lodo. Con el modo de dirección manual, estas instrucciones son encajadas dentro del Sistema de Circuito Cerrado del Geo – Pilot hasta ser reemplazados por comandos subsecuentes.

Las instrucciones de comando pueden incluir, pero no están limitadas, a lo siguiente:

- Porcentaje de deflexión
- Ambiente de la Toolface
- Corrección de la deflexión
- Corrección de la Toolface
- Calibración de la telemetría

Una vez que las instrucciones son aceptadas, se transmite una señal de regreso a la superficie para confirmar que la recepción fue exitosa y entonces los nuevos comandos son utilizados en el Sistema de Control de Circuito cerrado a bordo. Normalmente, los comandos pueden ser transmitidos y verificados de regreso en dos minutos.

1.7.2.2 Modo dirigible manual

Primero, la toolface deseada se fija en la herramienta MWD por la rotación de la sarta de perforación. Cuando esto se logra, la tubería se cuelga estacionariamente por un minuto, entonces la rotación vuelve. El Geo – Pilot transfiere esa toolface a su sistema de control. El Geo – Pilot alinea la deflexión del eje dentro del alojamiento para encajar la toolface transferida desde la herramienta MWD. Ésta mantiene ese ambiente por medio del monitoreo del roll del alojamiento y corrige cualquier desviación de éste por medio de ajustes a través de la unidad de inclinación. Así, después de los arreglos manuales iniciales, el Geo – Pilot opera como un “sistema de circuito cerrado”.

Cuando el Geo – Pilot está siendo usado en el modo de comunicación de fondo, este puede, si es necesario, revertirse para ser controlado en modo manual.

1.7.2.3 Capacidad de auto diagnóstico

El Geo – Pilot incorpora una extensa capacidad de auto diagnóstico. En suma a los valores geométricos esperados, las medidas mecánicas y electrónicas son tomadas, lo cual permite preparar un diagnóstico si un problema es detectado por la operación de perforación o un malfuncionamiento de la herramienta.

1.7.2.4 Usado en conjunto con INSITE

Insite es un software utilizado por la compañía Halliburton, que cumple con la función de receptar, transferir, almacenar y desplegar datos; inclusive en tiempo real de operación. Este programa es utilizado por todas las divisiones de la compañía, con sus respectivas especificaciones dependiendo de las necesidades de trabajo que se presenten.

El Geo – Pilot es compatible con el sistema INSITE de Sperry – Sun. Las imágenes en tiempo real de la evaluación de formaciones LWD y la información del Geo – Pilot son combinadas en la misma pantalla de la estación de trabajo en el sitio del pozo. Esta información puede ser transmitida a los clientes que se encuentran en la ciudad a través de la comunicación de datos a tiempo real desde el pozo.

1.7.3 RANGOS DE OPERACIÓN

1.7.3.1 Temperatura

El sistema Geo – Pilot está configurado para rangos específicos de temperatura.

Si la temperatura es muy baja, el aceite será muy viscoso para trabajar apropiadamente, y la herramienta puede sufrir en su desempeño. Si la temperatura es muy alta, los sellos pueden fallar, los tableros electrónicos podrían trabajar inapropiadamente, el aceite podría fluir de manera no deseada y el empaque de la batería de litio podría explotar.

1.7.3.2 Vibración

El Geo – Pilot es una herramienta electro – mecánica, y tiene una gran cantidad de componentes de precisión dentro de él. Mientras que las brocas de calibre extendido normalmente producen condiciones de perforación más suaves, existe una cantidad finita de vibración que la herramienta soportará. Es recomendable, siempre que sea posible, que la herramienta sea corrida junto con un sensor DDS en la sarta MWD. Los modelos teóricos estándar deben ser realizados para RPM críticos en las frecuencias de la sarta.

1.7.4 MODELOS DEL SISTEMA GEO – PILOT

El Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot presenta tres modelos diferentes de la herramienta. Estos son:

- Serie 9600
- Serie 7600
- Serie 5200

El concepto básico es similar en los tres modelos, aunque la serie 5200 presenta mejoras sustentables que serán descritas más adelante. Las series 7600 y 9600 presentan los mismos componentes y el mismo mecanismo de funcionamiento. La diferencia básica de las tres series es el tamaño del hueco a perforar. Cada una tiene un intervalo determinado de opciones para las distintas variedades de diámetros de las brocas. La tabla 1.3 muestra las opciones de tamaño de hoyo para las tres series. Las especificaciones de los tres modelos del Sistema pueden ser observadas en la tabla 1.4. La figura 1.11 muestra la herramienta en la Serie 5200 y la figura 1.12 muestra la herramienta en las Series 7600 y 9600.

Tabla 1.3. Opciones de tamaño de hoyo para las Series 5200, 7600 y 9600

5200	7600	9600
5 7/8”	8 3/8”	12 ¼”
6”	8 ½”	13 3/8”
6 1/8”	8 ¾”	14 ½”
6 ¼”	9 ½”	14 ¾”
6 3/8”	9 ¾”	16”
6 ½”	9 7/8”	16 ½”
6 ¾”	10 5/8”	17 ½”
		18 1/8”
		18 ½”

FUENTE: Sperry Drilling Services

REALIZADO POR: Crespo Hugo

Tabla 1.4. Especificaciones del Sistema Geo – Pilot

ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA GEO - PILOT			
	SERIE 5200	**SERIE 7600**	**SERIE 9600**
Diámetro exterior nominal de la herramienta	5 1/4" pulg. (133mm)	6-3/4 pulg. (171 mm)	9-5/8 pulg. (244 mm)
Tamaño del hueco	1/8, 6-1/4, 6-1/2, 6-3/4 pulg. (152 - 171	8-3/8, 8-1/2, 8-3/4, 9-7/8, 10-5/8 pulg. (213, 216, 222, 251, 270 mm)	12-1/4, 14-3/4, 16, 17, 17-1/2, 18-1/4 pulg. (311, 375, 406, 432, 445, 464 mm)
Diámetro exterior máximo de la caja	5-1/4 pulg (133 mm)	7-5/8 pulg. (194 mm)	10 pulg. (254 mm)
Longitud	16,2 pies (4,9 m) 27,7 pies (8,4 m) con una unión flexible	20 pies (6.1 m) 29,2 pies (8,9 m) con flex sub	22 pies (6.7 m) 31pies (9,5 m) con flex sub
Peso nominal de la herramienta nominal con flex	1.250 lb (570 kg)	3.300 lbs (1.500 kg)	4850 lb (2200 kg)
Conexiones y torque de aprieto recomendado Superior	3-1/2 pulg. IF box 10.000 pies-lb	4-1/2 pulg. IF box 32,000 pies-lbs	6-5/8 pulg. REG box 50.000 pies-lbs
Inferior	3-1/2 pulg. IF pin 10.000 pies-lb	4-1/2 pulg. IF pin 25,000 pies-lbs	6-5/8 pulg. REG pin 59.000 pies-lbs2
Ángulo mínimo de kick off	15°	0°	0°
Desempeño del diseño (construir/tumbar/girar)	10º/10 0 pies	5º/100 pies	6º/100 pies
Máxima severidad de la curva mientras se rima	14º/10 0 pies	10º/100 pies	8º/100 pies
Máximo torque rotatorio del shaft	8.000 pies-lb	20.000 pies-lbs	30.000 pies-lb
Rango de RPM	60 - 180	60 - 250	60 - 250
Máximo caudal másico	5.000 lb masa/min	10.000 lb mass/min.	20.000 lb mass/min.
Máximo peso sobre la broca (WOB)	25.000 lb	55.000 lbs	100.000 lbs
Vibración	De acuerdo con los límites de vibración de LWD de Sperry (disponible bajo pedido)		
Tipo de Lodo	Compatible con la mayoría; funciona con WBM, OBM, SBM y lodos de silicato		
Máximo contenido de arena	2%		
Pérdida de presión típica a través de la herramienta en agua (calculada)	151 psi a 200 gpm	132 psi @ 500 gpm	92 psi @1.000 gpm
Límite máximo LCM	120 lb/bbl tapón de tamaño medio	No hay límite	
Máxima temperatura de operación/subsistencia	284 ℉ (140 ℃)		
Presión máxima	20.000 psi (1.379 bar)	Estándar - 18.000 psi (1.241 bar)	20.000 psi (1.379 bar)
		Opcional - 22.000 psi (1.517 bar)	

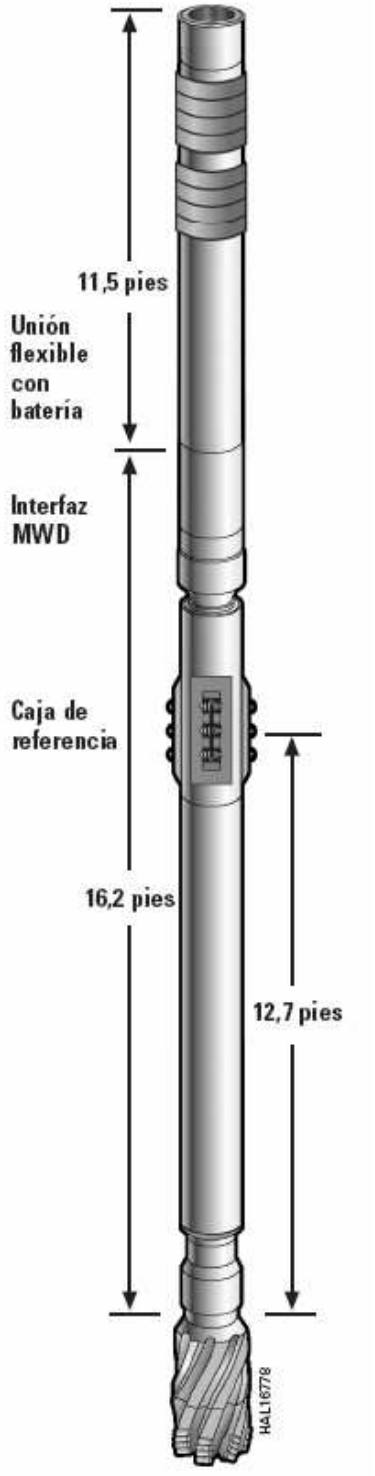
continua en la siguiente página…

Máxima sobretensión (overpull) operacional	60.000 lb (26.690 daN)	75.000 lbs (33.362 daN)	120.000 lbs (53.379 daN)
Última, no operacional sobretensión (overpull) del cuerpo (no hay operación continua, reemplazar herramienta Geo - Pilot)	320.000 lb (142.344 daN)	375.000 (166.808 daN)	580.000 lbs (222.411 daN)
Servicio de enlace descendente Geo - Span	Generador de pulsos de superficie proporciona una comunicación rápida y confirmación por medio de la pantalla de control INSITE, sistema de rfuerzo de control manual independiente a través de las bombas y señales encendido/apagado rotarias; especificado p		
Enlace ascendente	Sistema LWD Stellar		
Software de superficie	Sistema de administración de información de equipo INSITE		
Exactitud e intervalo del inclinómetro	± 0.1°@ 2s, 0-160°		
Para resistividad, gamma, direccional (para configuraciones típicas de herramientas de MWD) Punto de medida de survey	35,0 pies (10,67 m)	56,8 pies (17,3 m)	58,6 pies (17,9 m)
Punto de medida de rayos gamma	53,5 pies (16,31 m)	45,2 pies (13,8 m)	47,0 pies (14,3 m)
Punto de medida de vibración	53,5 pies (16,31 m)	45,2 pies (13,8 m)	47,0 pies (14,3 m)
Punto de medida de resistividad	46,2 pies (14,08 m)	38,3 pies (11,7 m)	40,1 pies (12,2 m)
Punto de medida de inclinación en la broca	-	3,2 pies (1,0 m)	3,6 pies (1,1 m)
Punto de medida gamma en la broca	-	3,2 pies (1,0 m)	3,6 pies (1,1 m)
Suministro de energía	Baterías de litio		
Máxima duración de corrida	200 horas de orientación continua; no hay consumo de energía cuando la deflexión es igual a cero		
Diagrama de la herramienta			
A	Figura 1.10	2,2 pies (0,7 m)	2,2 pies (0,7m)
B	Figura 1.10	9,2 pies (2,8 m)	9,2 pies (2,8 m)
C	Figura 1.10	6,3 pies (1,9 m)	7,2 pies (2,2 m)
D	Figura 1.10	20,0 pies (6,1 m)	22,0 pies (6,7 m)
E	Figura 1.10	13,7 pies (4,2 m)	14,8 pies (4,5 m)

FUENTE: Sperry Drilling Services

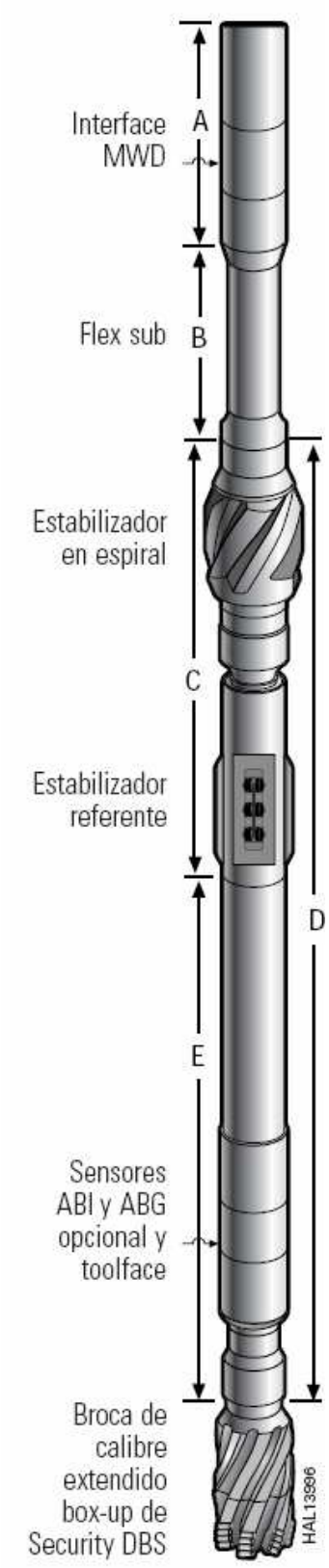
REALIZADO POR: Crespo Hugo

Figura 1.11. Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, Serie 5200



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.12. Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, Series 7600 y 9600



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5 SISTEMA GEO – PILOT SERIES 9600 Y 7600

Como se explicó anteriormente, las series 9600 y 7600 del Sistema Geo – Pilot no difieren mucho entre sí, salvo en las longitudes y tamaños de las partes que las componen.

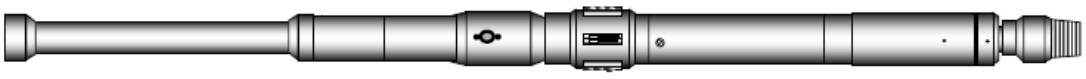
1.7.5.1 Componentes de las Series 9600 y 7600

A continuación se presentan los componentes para las series 9600 y 7600:

- Eje conductor
- Alojamiento resistente a la rotación
- Sellos rotatorios
- Alojamiento inferior
- Alojamiento intermedio
- Estabilizador de referencia
- Drive sub
- Repetidor
- Collar flexible

En las figuras 1.13 y 1.14 se muestran las series 7600 y 9600 de la herramienta Geo – Pilot. En la tabla 1.4 se presentan los tamaños de hoyo para las series en mención.

Figura 1.13. Geo – Pilot, Serie 7600



FUENTE: Sperry Drilling Services

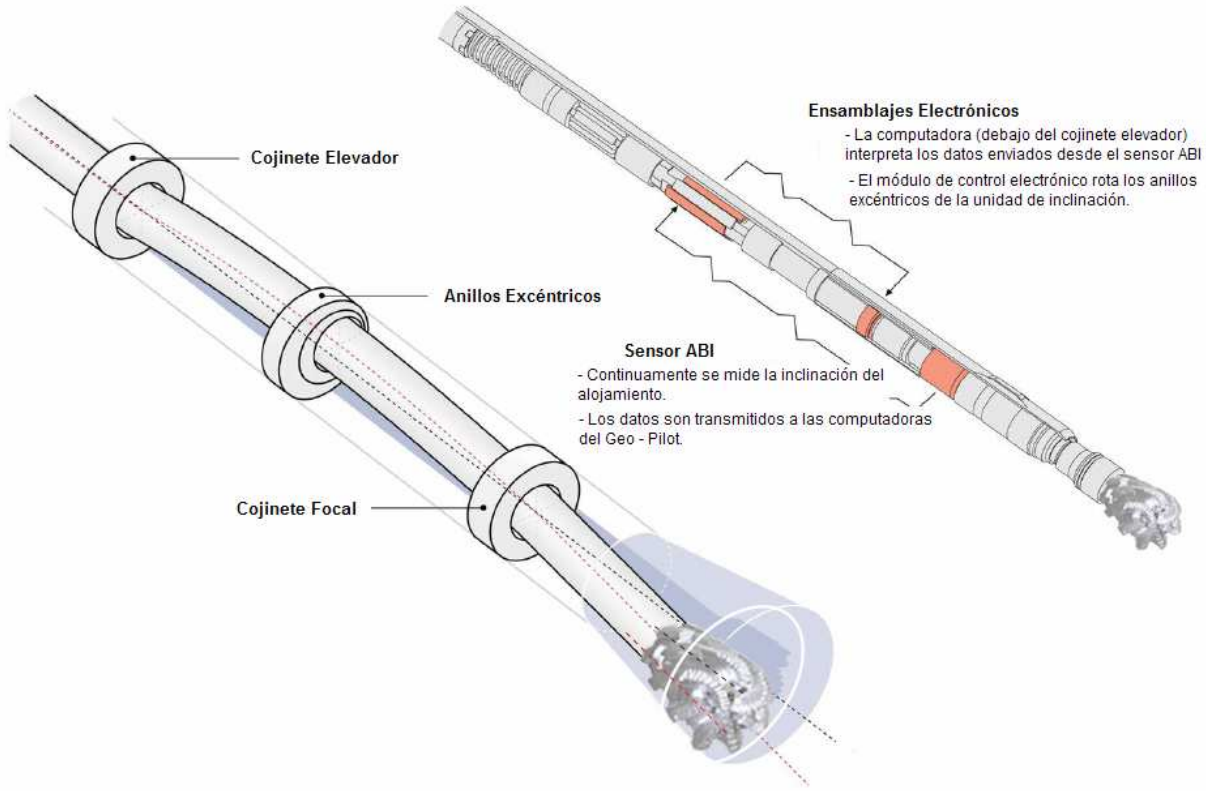
Figura 1.14. Geo – Pilot, Serie 9600

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.1 Eje conductor

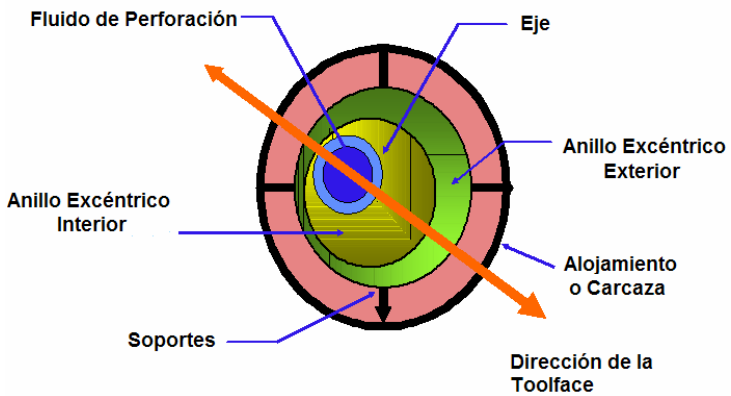
El eje conductor consiste en una pieza rígida que atraviesa la herramienta. Esta puede aguantar una caída de presión de 100 a 200 psi. El diámetro interno del eje es de 1 5/8 pulgadas (Serie 7600) y de 2 3/8 (Serie 9600), y el eje externo superior es de 3 y 3,8 pulgadas para las series 7600 y 9600, respectivamente. El eje conductor superior permanece en tensión para prevenir un blucking. El octágono insertado transfiere torque al eje conductor del drive sub. El punto más alto de tensión está en el thrust plate donde el eje cambia de tensión a compresión. Hay un apresador de eje debajo de este punto. El eje conductor es manufacturado de una súper aleación a base de níquel precipitado. En la figura 1.15 se puede observar el rango de movimiento y partes del Sistema Geo – Pilot. En la figura 1.16 se presenta un corte transversal del eje conductor.

Figura 1.15. Rango de movimiento y partes del Sistema Geo – Pilot



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.16. Corte transversal del eje conductor



FUENTE: Sperry Drilling Services

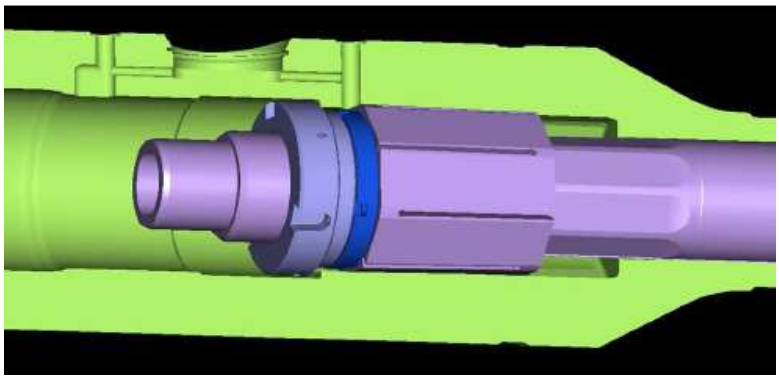
1.7.5.1.2 El octágono

El octágono del eje conductor se presenta en la figura 1.17, mientras que el esquema es apreciado en la figura 1.18.

Figura 1.17. Octágono del Eje conductor

FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.18. Esquema del Eje conductor.



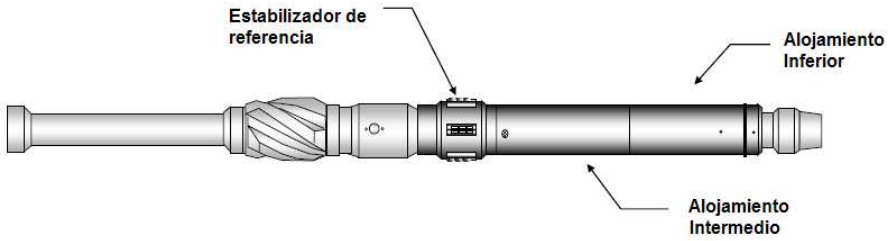
FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.3 Alojamiento resistente a la rotación

Este alojamiento rota muy lentamente cuando la tubería de perforación está rotando. Normalmente rota de 3 a 10 vueltas cuando la velocidad de la tubería de perforación es de 120 RPM.

Los alojamientos de los sellos rotatorios, los ensamblajes del cojinete, el compensador hidráulico, los controles electrónicos, la unidad de inclinación, la inclinación de la broca, los sensores de control, el acoplador EM y la mayoría del eje (exceptuando la broca por supuesto), se alojan en este dispositivo. El principal propósito es el de proveer una referencia estacionaria para el control de la toolface. Si este rueda, rotará junto al toolface. Por consiguiente, no se desea que éste rote. En la figura 1.19 se esquematiza un alojamiento típico.

Figura 1.19. Alojamiento



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.4 Sellos rotatorios

Se localizan uno al tope del alojamiento y otro al fondo. Los sellos rotatorios están diseñados para mantener los fluidos de perforación fuera del alojamiento y para que el aceite lubrique la herramienta. El diseño se presenta para un bombeo de 1 ml por hora a 60 RPM. Esta acción llena la cara del sello y la protege del daño de los finos y así prolongar la vida de operación. El sello Kalsi es el sello primario entre la interfase de rotación y de no rotación.

1.7.5.1.5 El sello kalsi

El sello Kalsi es instalado en el alojamiento que se comprime contra el eje, eliminando la limpieza y la estabilización estática sellando de la misma manera los sellos tipo interferencia, como los anillos. Cuando el eje rota, el sello se mantiene

estacionario y la interfase del sello al eje se vuelve dinámica. El sello dinámico tiene una forma de onda sobre su lado lubricante y una forma de exclusión circular abrupta sobre su lado ambiental. Esta geometría única, mejora dramáticamente la vida del sello por la lubricación de la interfase del sello dinámico y el eje mientras se eliminan las contaminaciones ambientales.

1.7.5.1.6 Alojamiento inferior

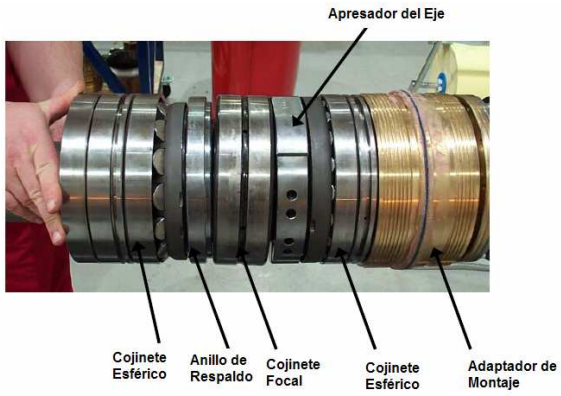
Integrado por:

- Cojinete Focal
- ABI/ABG
- Unidad de inclinación

1.7.5.1.7 Cojinete focal

Es un ensamblaje de cojinete esférico que actúa como un flucrum permitiendo que el eje desvíe a la broca en la dirección opuesta de la deflexión del eje. Tiene un radio de trabajo de 360 grados, lo que permite orientar la toolface en cualquier dirección. También es el lugar donde se aloja el apresador del eje; ver la figura 1.20.

Figura 1.20. Cojinete Focal



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.8 ABI/ABG

Los sensores ABI (at bit inclination, en la inclinación de la broca por sus siglas en inglés) son los mismos dispositivos electrónicos usados en la Serie II ABI; comúnmente empleados en los motores de lodo de Sperry Drill. Utiliza un acelerómetro de cuarzo de tres ejes, similar al usado en pruebas PCD; pero empacados en un marco de ¾ de pulgada. Fue construido específicamente para el Sistema Geo – Pilot por JAE. Estos sensores están localizados a 3 pies desde el fondo del Geo – Pilot.

Monitorea la inclinación y el alto lado del hueco relativo a un punto de referencia escrito sobre el alojamiento inferior. Tiene una más alta exactitud y mucha más estabilidad en comparación con su motor “primo”. Permite el control de fondo de la toolface a 1 grado del ángulo del hueco.

Los sensores ABG (at bit gamma, en la gama de la broca por sus siglas en inglés) es lo más cercano a la medición de gamma – ray de la broca en la industria. El sensor ABG está disponible para las series 7600 y 9600 del Sistema Geo – Pilot para cubrir los tamaños de hueco que van desde los 8 3/8 hasta los 18 ¼ de pulgada, además de tomar las medidas del azimut.

La imagen puede ser generada en tiempo real y grabada usando un programa especial. La calidad de la imagen depende de la rata de rodamiento del alojamiento.

En la figura 1.21 se presenta la localización de los sensores.

Figura 1.21. Localización de los Sensores ABI/ABG.

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9 La unidad de inclinación

Es el núcleo del concepto de diseño de la herramienta. Si se tiene clara su labor, se entenderá claramente el funcionamiento del Sistema. La unidad de inclinación se abraza contra el diámetro interior del alojamiento inferior para empujar el eje fuera del centro de la línea del alojamiento. Está delineada para escribir una línea sobre el alojamiento inferior para tener una posición de referencia la cual es usada por el sensor ABI. Este “abrazamiento” evita también la rotación del alojamiento.

Fundamentalmente, la unidad de inclinación toma la energía rotacional del eje por el engranaje de las garras electro – mecánicas, las que transmiten el torque del eje a través de una caja de cambios a los anillos excéntricos para que los anillos se muevan de su posición inicial relativa al alojamiento. Esta actividad controla la toolface y el porcentaje de deflexión.

Hay 7 elementos que deben tomarse en cuenta en la unidad de inclinación:

- El ensamblaje de los anillos excéntricos
- Sensor autónomo
- Caja de reducción de velocidades armónica
- Contador de alta velocidad de cuadratura
- Ensamblaje de garras
- Acoplador old ham

- Anillo de seguridad

Tiene dos partes. La parte superior controla el anillo externo y la parte inferior controla en anillo interno.

1.7.5.1.9.1 El ensamblaje de los anillos excéntricos

Es un anillo excéntrico dentro de un anillo. Cada anillo deflexiona al eje 2 mm para una máxima deflexión del eje del centro de la línea del alojamiento en 4 mm para la serie 7600 y 7 mm para la 9600. La posición inicial para el anillo externo es de 0° y la posición inicial para el anillo interno es de 180°.

Cuando los dos anillos están exactamente a 180° en diferencia de ángulo, el eje tiene una deflexión del 0%. Por ejemplo:

Externo = 60° e Interno = (60+180) = 240°

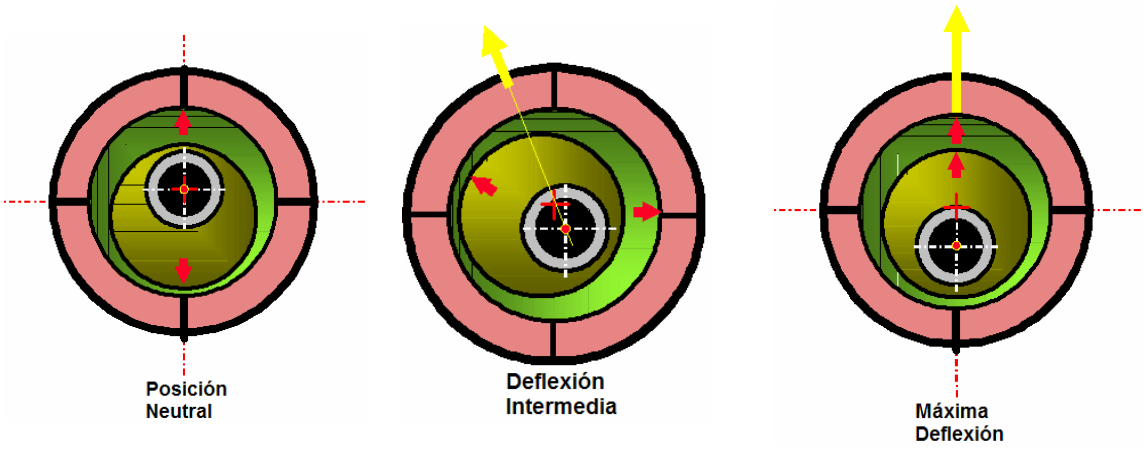
Cuando los dos anillos tienen exactamente la misma posición, el eje tiene una deflexión del 100% fuera de la línea del centro del alojamiento. Por ejemplo:
Externo = 40° e Interno = 40°.

En las figuras 1.22 y 1.23 se presentan el ensamblaje y la posición de los anillos excéntricos, respectivamente.

Figura 1.22. Ensamblaje del Anillo excéntrico

FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.23. Posiciones del eje respecto a los anillos excéntricos

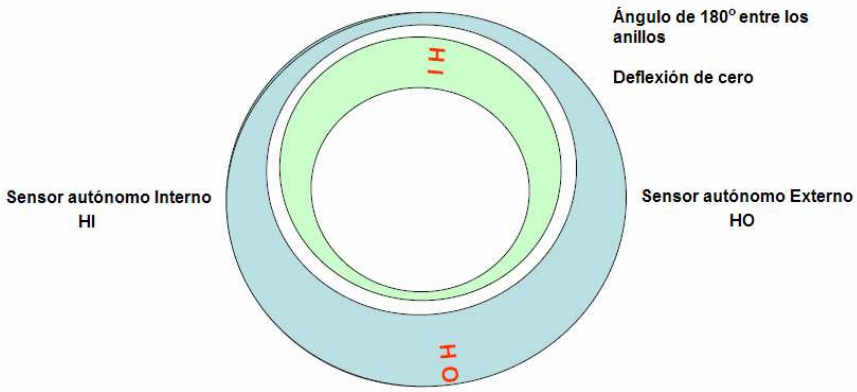


FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9.2 Sensor autónomo

Los anillos excéntricos interior y exterior tienen cada uno un sensor autónomo. Este sensor provee la información de posición para cada anillo. Cada vez el sensor autónomo recorre el pasaje del sensor y los dispositivos electrónicos actualizan sus contadores de posición para un anillo excéntrico en particular del cual el sensor es responsable. De esta manera, los dispositivos electrónicos mantienen un punto de referencia para cada anillo excéntrico. El sensor siempre tiene un porcentaje de deflexión del 0% y además tiene una posición específica cuando los anillos tienen una deflexión de cero; ver la figura 1.24.

Figura 1.24. Posición de los Sensores Autónomos



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9.3 Caja de reducción de velocidades armónica

La caja de velocidades brinda una relación de 180:1. Esto significa que si se da 180 vueltas con la mano derecha, el lado izquierdo apenas dará una sola vuelta. Esta reducción de velocidades es una gran ventaja mecánica en el movimiento de los anillos excéntricos. El lado exterior es aferrado al centro del magneto del sensor autónomo y al anillo excéntrico asociado. Nuevamente, hay uno para cada parte de

la unidad de inclinación. La caja de cambios es a menudo referida como un generador de ondas armónicas debido a que actúa como un esfirógrafo de niños donde los patrones son dibujados con un esfero dentro de una rueda dentada. En la figura 1.25 se presenta la caja de cambios reductora.

Figura 1.25. Caja de Cambios Reductora

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9.4 Contador de alta velocidad de cuadratura

Consiste en dos sensores de efecto para registrar la dirección de movimiento del pozo, de la armadura de las garras y del eje del magneto. Los sensores permanecen estacionariamente con el alojamiento mientras el eje rueda dentro de éste. Los dos sensores mantienen el registro de la dirección del eje en movimiento y envía dichos registros a los controles electrónicos los cuales mantienen los contadores de cuantas veces el anillo excéntrico está fuera de la posición inicial. Hay un arreglo para cada parte de la unidad de inclinación para registrar cada anillo. Los contadores tienen capacidad de contar desde 0 hasta 11519 veces como máximo.

1.7.5.1.9.5 Ensamblaje de garras

Una garra electromagnética mueve la armadura aproximadamente 0,007 pulgadas para permitir el movimiento del anillo excéntrico cuando se enciende. Cuando se

apaga, la armadura descansa en un plato de freno previniendo al anillo excéntrico del moviendo relativo del alojamiento. Cuando se enciende, la armadura rota transmitiendo torque desde el eje a través de la caja de velocidades al anillo excéntrico. Existe una garra por cada parte de la unidad de inclinación.

Cada garra se acciona con:

- 500 mA de corriente a 20 V para la serie 7600
- 300 mA de corriente a 20 V para la serie 9600

El encendido inicial es con toda la corriente, pero después la corriente se aminora para conservar el poder de la batería mientras se mantiene la propiedad de agarre. El ensamblaje de las garras se esquematiza en las figuras 1.26 (a) y 1.26 (b).

Figura 1.26. (a) Cuerpo de la Garra -(b) Armadura de la garra

(a) (b)

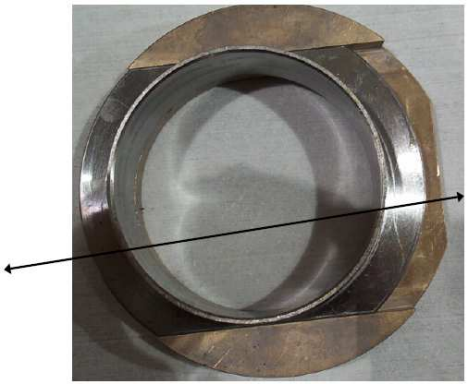
FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9.6 Acoplador old ham

Permite movimiento en el plano X – Y del eje dentro del alojamiento mientras se sigue transmitiendo la rotación concéntrica de la garra. Esto significa que el eje

puede ser sacado del centro de la línea del alojamiento sin el doblaje de la garra. En la figura 1.27 se visualiza un acoplador old ham.

Figura 1.27. Acoplador Oldham



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.9.7 Anillo de seguridad

Asegura los lados de las partes rotatorias de la unidad de inclinación al eje para acoplar la energía rotacional del eje dentro de acoplador old ham. Básicamente, un registrador Morse que comprime al anillo encima del eje para apretarlo a éste.

1.7.5.1.10 Alojamiento intermedio

Componentes del alojamiento intermedio:

- Controles electrónicos
- Cojinete elevador
- Batería de Litio
- Ensamblaje de compensador hidráulico
- Sensor RPM
- Acoplador EM

- Cojinete compensador

1.7.5.1.11 Controles electrónicos

Consiste de cuatro tableros: controlador de módulo, tablero de interfase, tablero inteligente y el tablero de control de poder. Contiene seis bancos de capacitores para dirigir las garras.

El controlador de módulo es el cerebro. Controla al Geo – Pilot y las interfases con el FEWD. La mayoría de las versiones actualizadas de microprogramas se manejan con software de este tablero. Contiene 2 mega bytes de memoria. El mismo tablero es usado como receptores ABI, SLD y PWD.

El tablero de interfase controla todas las interfases de los sensores en el alojamiento: los contadores de posición, el sensor autónomo, RPM, nivel de aceite y el ABI.

El tablero inteligente, llamado “inteligente” debido a que es el más antiguo. Enciende y apaga las garras; usa energía almacenada en los bancos de los capacitores para asistir la activación de las garras.

El tablero de control de poder toma energía de la batería insertada y la convierte en +5, +14 y -14 voltios en DC. Es un tablero comúnmente usado en otras herramientas.

1.7.5.1.12 Cojinete Elevador

Es un cojinete radial que previene que el eje se doble encima del punto fijado. Actúa como el límite superior del eje para los tres puntos de contacto (el cojinete elevador, el ensamblaje de anillos excéntricos y el cojinete focal) y está localizado entre la batería y los controles electrónicos.

1.7.5.1.13 Batería de Litio

El diseño de la batería depende de la serie de la herramienta. Consiste de 24 celdas que contienen 4.8 gr de litio cada una, para un total de 115.2 gr de litio por batería. Ofrece más de 200 horas de tiempo de duración. No depende de la batería de la herramienta MWD.

1.7.5.1.14 Ensamblaje de compensador hidráulico

Tiene dos funciones fundamentales:

- El pistón de balance permite que el sistema interior de aceite del alojamiento tenga la misma presión que la presión hidrostática exterior. Esto resulta en que los sellos rotatorios no tengan que lidiar con la gran presión de la cabeza hidrostática.

- El salto añade a la presión interna del aceite cerca de 40 psi. Esto estimula a los sellos rotatorios a bombear 1 ml de petróleo por hora a lo largo de la cara del sello.

Contiene dos sensores de nivel de aceite. El primer sensor es aceite bajo, lo que significa que el 90% de los dos litros del volumen de compensación se han disipado. El segundo sensor no es de aceite lo que significa que el 100% del volumen de compensación de aceite se ha disipado y los sellos rotatorios no tienen más que una presión de 40 psi a lo largo de ésta.

1.7.5.1.15 Sensor RPM

El sensor RPM mide la diferencia de velocidades entre el eje y está acoplado a la sarta de perforación y el alojamiento, el cual es desacoplado de la sarta en el sentido

rotacional solamente. Si el alojamiento rota a la misma velocidad del eje, entonces el RPM es cero; incluso si se tienen 60 RPM en superficie. En estos casos existirán otros indicadores que muestren que está sucediendo. Consiste de 16 magnetos montados en un eje que está conectado al eje conductor y es montado en el alojamiento. Los RPM son calculados por el chequeo de los contadores cada segundo, promediando los últimos 15 segundos de vueltas válidas.

1.7.5.1.16 Acoplador electromagnético

Es un rollo dentro de otro rollo que brinda señales a los comandos. Ésta recibe y emite las señales del sub bus inferior de la herramienta FEWD del y desde el tablero de módulo controlador dentro del alojamiento resistente de rotación del Geo – Pilot. Uno de los rollos rota con el eje mientras el otro rollo está fijo dentro del alojamiento. La rotación del eje no afecta la calidad de la comunicación.

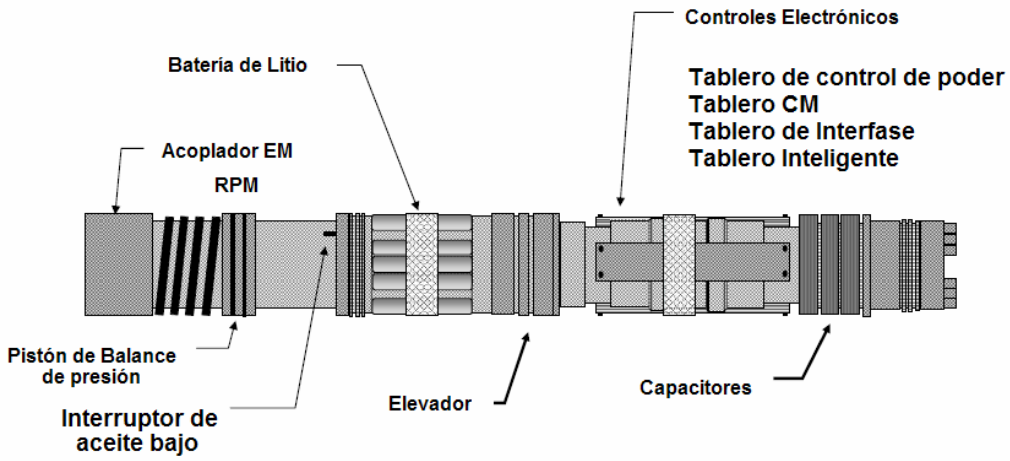
1.7.5.1.17 Cojinete compensador

En la figura 1.28 se visualiza un cojinete compensador y en la figura 1.29 se esquematiza la unidad de poder.

Figura 1.28. Cojinete compensador

FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.29. Unidad de Poder

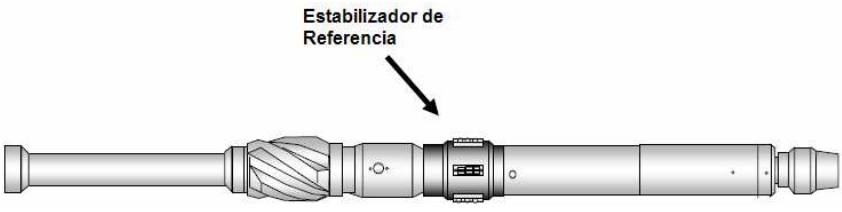


FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.18 Estabilizador de referencia

Los rodillos son diseñados para permitir un movimiento sencillo dentro y fuera del hueco, pero inhibe la facilidad de rotación del alojamiento. Los rodillos mantienen entre 75 y 100 pies – lb de torque del eje a través de los cojinetes. En la figura 1.30 se presenta la posición del estabilizador en la herramienta. Los tipos de estabilizadores usados se muestran en la figura 1.31.

Figura 1.30. Posición del estabilizador en la herramienta



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.31. Tipos de estabilizadores

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.19 Cojinetes de avance y radial superior

Estos reciben el 90% del WOB desde el alojamiento y lo transfieren a los drill collars. Los cojinetes radiales mantienen el límite superior del eje centrado en el alojamiento. Estos no son diseñados para momentos de largo doblaje de los collares que están encima, así que se debe tener cuidado en su manejo en superficie y en la configuración del BHA.

1.7.5.1.20 Drive sub

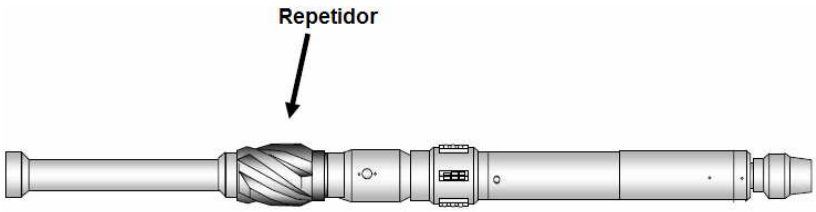
Actúa como interfase para la torsión y el peso sobre la broca que se transfiere desde el eje y el alojamiento respectivamente. Facilita dos cables desde el acoplador EM para transferir desde el eje al repetidor insertado en el sub encima de éste.

1.7.5.1.21 Repetidor

Es un tablero electrónico que aísla el bus de comunicación inferior de la herramienta FEWD de la alta carga inductiva del rollo acoplador EM. El ensamblaje de collar

flexible está atornillado a éste. La caja tiene un colgador CIM. En la figura 1.32 se visualiza la posición del repetidor en el Sistema.

Figura 1.32. Posición del repetidor en la herramienta

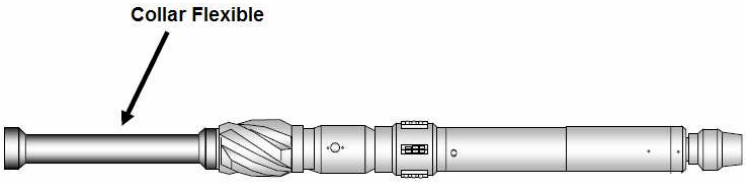


FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.5.1.22 Collar flexible

Desacopla al Geo – Pilot del resto del BHA, además de tener una conexión eléctrica con el MWD. El collar flexible protege a los cojinetes radiales superiores del Geo – Pilot de ser desgastados. En la figura 1.33 se presenta un collar flexible.

Figura 1.33. Collar flexible



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6 SISTEMA GEO – PILOT SERIE 5200

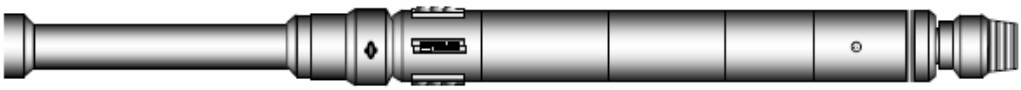
1.7.6.1 Objetivo

Desarrollar un sistema dirigible rotatorio que permita construir huecos de mejor calidad para diámetros de 6 a 6 – ¾ de pulgada. Para esto era necesario mejorar la fiabilidad de la herramienta, reduciendo su complejidad y los altos costos. Además, una mejora sustentable consiste en minimizar los danos de la herramienta y simplificar las operaciones de mantenimiento.

La serie 5200 presenta los mismos principios básicos de las herramientas 9600 y 7600 para desviar la broca por medio de la inclinación del eje ubicado en el alojamiento resistente a la rotación, aunque el mecanismo desarrollado en este sistema es diferente. En toda la herramienta se han reducido en un 33% las partes en comparación con sus “hermanas” mayores. En la figura 1.34 se muestra un esquema general de la serie 5200. Las principales mejoras de la serie 5200 son:

- Menor número de partes internas
- Tecnología de sellado rotatorio mejorada, así se incrementa la resistencia a las diferencias de presión
- Mayor velocidad en la unidad de inclinación disminuyendo el tiempo de reacción de la tool face
- Los ingenieros de campo tendrán la capacidad de cambiar la configuración del tamaño del hoyo en locación del taladro

Figura 1.34. Geo – Pilot Serie 5200



FUENTE: Sperry Drilling Services.

1.7.6.2 Componentes de la Serie 5200

Aunque la mayoría de las partes de esta serie son similares para las series 9600 y 7600, a continuación se enumeran los componentes del Sistema Geo – Pilot 5200:

- Eje conductor
- Alojamiento resistente a la rotación
- Driver
- Unidad de poder

1.7.6.2.1 Eje conductor

El eje conductor consiste en una pieza rígida que atraviesa la herramienta y conecta a la sarta de perforación con la unidad de inclinación. El diámetro interno del eje es de 1 1/8 pulgadas y el eje externo superior es de 2 1/4 pulgadas. La dirigibilidad del pozo es lograda por el control en el doblamiento del eje conductor.

1.7.6.2.2 Alojamiento resistente a la rotación

Este alojamiento es la única parte que no rota junto con toda la sarta debido a que en este se alojan componentes hidráulicos y electrónicos que pueden sufrir daños por la delicadeza de las mismas, además de proveer una referencia estable para el control de la tool face. En la figura 1.35 se muestra la posición del alojamiento resiste a la rotación en la herramienta. En el alojamiento resistente a la rotación se encuentran las siguientes partes:

- Sellos rotatorios
- Alojamiento compensador
- Alojamiento actuador
- Alojamiento de los instrumentos hidráulicos

- Alojamiento de los instrumentos electrónicos
- Alojamiento de referencia

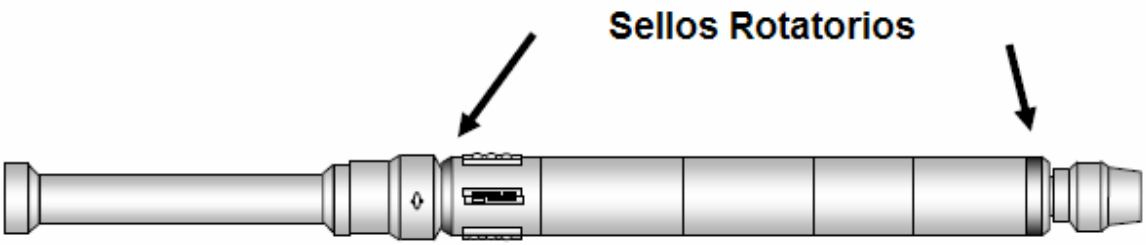
Figura 1.35. Alojamiento resistente a la rotación

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.3 Sellos rotatorios

Existen dos sellos rotatorios: el sello rotatorio superior y el inferior. Cumplen las mismas funciones que los de las series 9600 y 7600. Los sellos rotatorios pueden se aprecian en la figura 1.36.

Figura 1.36. Sellos rotatorios



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.4 Alojamiento compensador

El alojamiento compensador consta de dos partes, y su posición en la herramienta se muestra en la figura 1.37.

- Cojinete focal
- Compensador

Figura 1.37. Alojamiento compensador

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.5 Ensamblaje del cojinete focal

El cojinete focal se fija al extremo inferior del eje conductor, justo por encima del sello rotatorio inferior; el que tiene un sin número de funciones. Este transfiere peso a la broca desde el eje al alojamiento no rotatorio, lo que deriva en cargas radiales y más confiables mientras permite al eje virar.

1.7.6.2.6 Ensamblaje del compensador

El compensador permite al volumen de aceite interno de la herramienta retener un balance de presión positivo con respecto a la presión hidrostática en el pozo. El pistón de balance brinda un sello entre el fluido de perforación y el aceite hidráulico contenido dentro de la herramienta.

1.7.6.2.7 Alojamiento actuador

El alojamiento actuador consta de dos partes:

- La rampa bilateral
- La manga de la rampa X y Y

La figura 1.38 muestra al alojamiento actuador.

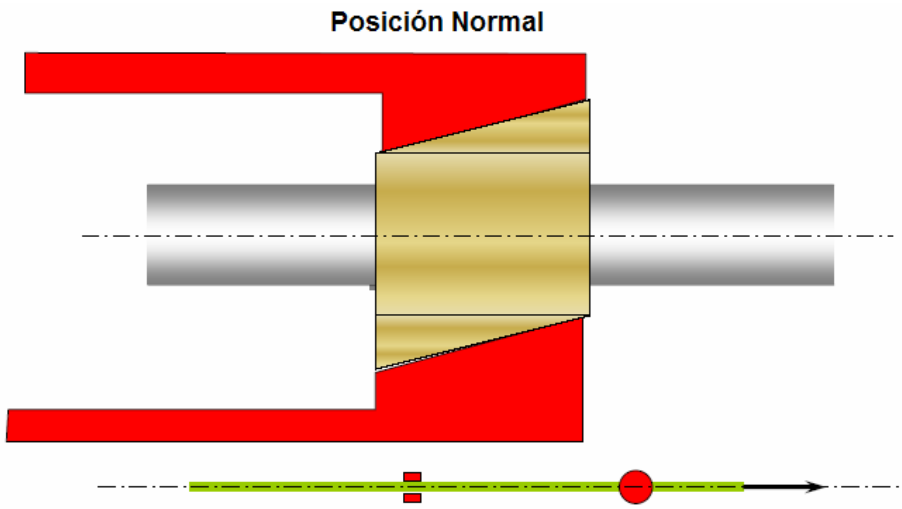
Figura 1.38. Alojamiento actuador

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.8 Rampas Bilaterales

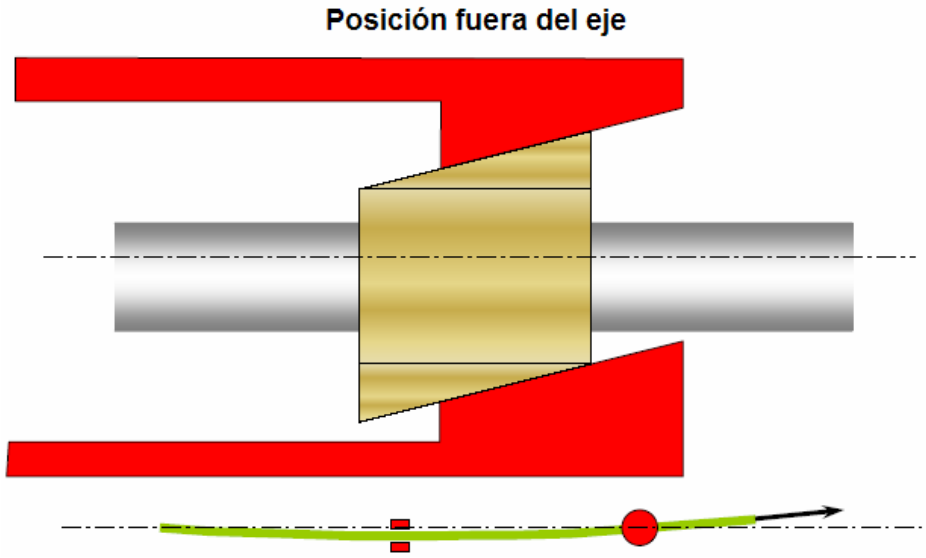
Las rampas convierten el desplazamiento rotacional longitudinal de los pistones hidráulicos a un desplazamiento radial no rotatorio del eje conductor. El ensamblaje consiste de un inserto de rampa acoplada al eje con un cojinete rodillo de aguja. El inserto de rampa tiene cuatro superficies arregladas a un ángulo de 90° uno del otro. Por fuera de éste existen cuatro arreglos de rampas acopladas en pares opuestos que se deslizan sobre las superficies del inserto empleando una fuerza de doblaje axial al eje conductor. Estos arreglos siempre deben mantenerse juntos, y si son reemplazados, se lo debe hacer en conjunto. Estas rampas son las que básicamente brindan el “doblaje” de la herramienta; este método es diferente al usado por las series 9600 y 7600. Las figuras 1.39, 1.40 y 1.41 muestran el concepto de movimiento de las rampas.

Figura 1.39. Vista lateral de la rampa bilateral en su posición normal



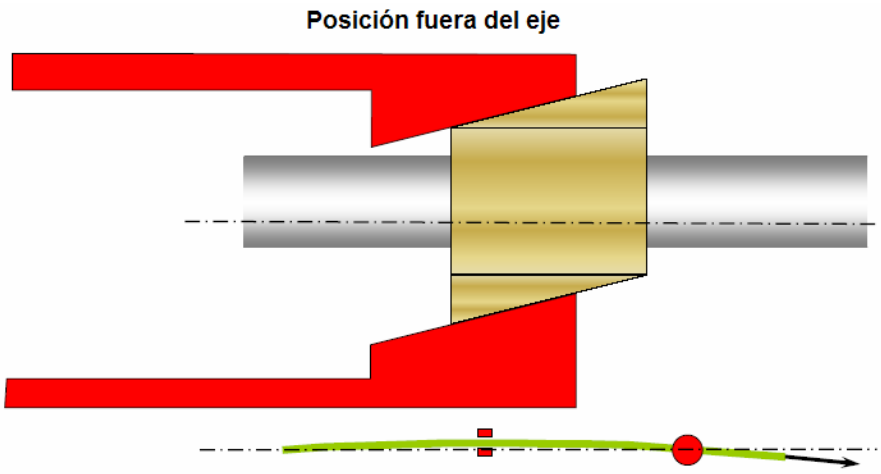
FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.40. Vista lateral de la rampa bilateral fuera del eje



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 1.41. Vista lateral de la rampa bilateral fuera del eje 2



FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.9 La manga de la rampa X y Y

Este componente provee la transición de los elementos rotatorios a los elementos no rotatorios.

1.7.6.2.10 Alojamiento de los instrumentos hidráulicos

Los instrumentos hidráulicos que se alojan en este dispositivo son:

- Bomba de pistón
- Válvula direccionadora
- Cámara del pistón

La posición de este alojamiento se muestra en la figura 1.42.

Figura 1.42. Alojamiento de los instrumentos hidráulicos

FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.11 Ensamblaje de la bomba de pistón

La bomba de pistón es un diseño de swash plate que convierte la rotación del eje a una presión hidráulica para operar los pistones de control. El swash plate es montado al alojamiento no rotatorio y a la cámara del pistón con el eje. Los pistones tienen cojinetes que se montan sobre el swash plate para reducir el torque transmitido hacia el alojamiento no rotatorio. Existen tres pistones que son capaces de trabajar a presiones mayores de 2000 lpc. El rendimiento de la bomba se regula a 1800 lpc por las válvulas de alivio de presión.

1.7.6.2.12 Cámara del pistón y válvula direccionadora

La cámara del pistón aloja los pistones los que convierten la presión hidráulica dada por la válvula direccionadora en un desplazamiento lineal para las rampas. Hay cuatro pistones que operan en pares opuestos. Los pistones tienen barras acopladas que se conectan a la parte rotatoria del ensamblaje de la rampa. La cámara también aloja los potenciómetros que miden el desplazamiento de las rampas además de brindar una retroalimentación a los instrumentos electrónicos para propósitos de control.

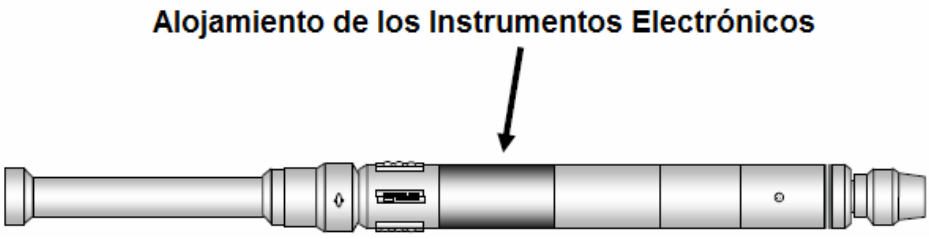
La válvula direccionadora aloja las válvulas solenoides que encaminan la presión hidráulica desde la bomba al lado apropiado de los pistones de control. Hay cuatro

válvulas solenoides para controlar la posición de los pistones y una quinta válvula que actúa como una válvula bypass para aliviar la presión de la bomba cuando los pistones de control no están operando.

1.7.6.2.13 Alojamiento de los instrumentos electrónicos

Los instrumentos electrónicos son el cerebro de la herramienta, el módulo consiste de seis tableros electrónicos que hacen interfase con los sensores en la herramienta y establecen dos vías de comunicación con la herramienta MWD. Junto con el alojamiento mecánico y los cojinetes, forman parte del ensamblaje del cojinete elevador. El tablero CM es el mismo usado en las series 7600 y 9600. Este tablero está basado en el procesador HC11 y tiene 2 mega bytes de almacenamiento. El tablero CM es el procesador principal de la herramienta y corre un programa que controla la mayoría de las funciones de la herramienta. Toda la información grabada de la herramienta se almacena en este tablero hasta su lectura por el operador. La posición del alojamiento de electrónica se presenta en la figura 1.43.

Figura 1.43. Alojamiento de los instrumentos electrónicos



FUENTE: Sperry Drilling Services

La principal función de los tableros 3D es leer los valores digitales de los acelerómetros RTI (inclinación a tiempo real, por sus siglas en inglés) y calcular las aceleraciones en los ejes X, Y y Z con respecto al eje. Las señales HET (transductor

de efecto de salón, por sus siglas en inglés) también llegan a este tablero para permitir que calcule una referencia de lado alto a las rampas. El tablero ICC contiene un sistema de circuitos que permite al tablero CM comunicarse con el tablero 3D o el tablero PM.

El tablero PM monitorea la posición de las rampas en la herramienta mediante los potenciómetros. Estas posiciones son retransmitidas al tablero CM y al tablero ICC para su procesamiento. Mientras el tablero CM envía de vuelta los targets calculados para cada rampa los cuales son procesados en los tableros controladores PIC y las instrucciones son enviadas al tablero de válvula conductora para abrir la correspondiente válvula. El tablero de válvula conductora cambia la corriente de cada válvula de acuerdo a la instrucción dada por el tablero PM y mide la corriente suministrada a cada una.

El tablero Cap contiene un banco de capacitares los cuales son mantenidos con cargas completas por el tablero ICC para satisfacer las altas cargas de cambio generadas por las válvulas.

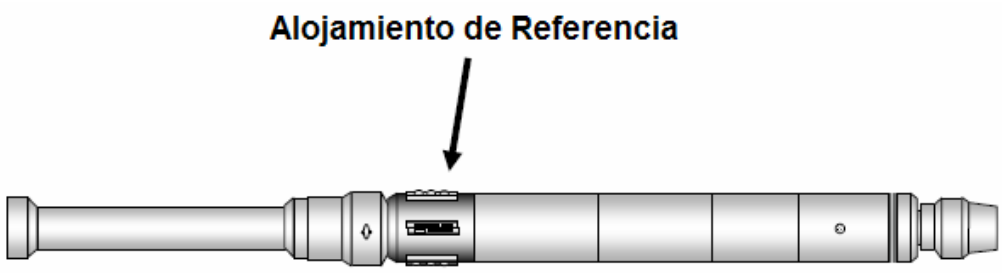
El RTI mide la inclinación de la herramienta e indica también la posición del alojamiento no rotatorio con respecto al lado alto del hueco. El RTI consiste de seis acelerómetros montados dentro del inserto electrónico.

1.7.6.2.14 Alojamiento de referencia

En el alojamiento de referencia se localiza el estabilizador de referencia. Este está diseñado para hacer contacto con el pozo en tres puntos, de ese modo contrarresta la rotación del alojamiento no rotatorio. Los tres filos del estabilizador, que están 120° uno del otro, son reemplazables y su configuración depende del diámetro del hueco. Cada filo sostiene un ensamblaje de rodillos el cual tiene dos filas de discos perfilados para el contacto con el pozo. Los rodillos sostienen el torque impartido por el eje a través de los sellos rotatorios y los cojinetes. Están diseñados para permitir

un fácil movimiento dentro y fuera del hueco pero es incapaz de rotar. El alojamiento de referencia es mostrado en la figura 1.44.

Figura 1.44. Alojamiento de referencia



FUENTE: Sperry Drilling Services

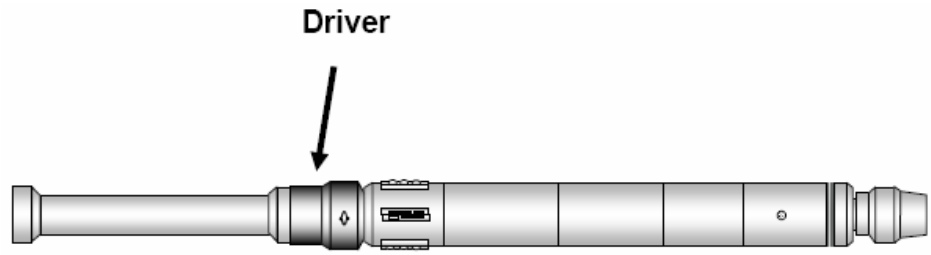
1.7.6.2.15 Driver

El ensamblaje del driver actúa como una interferencia para la torsión y el peso sobre la transferencia de carga en la broca desde el eje y el alojamiento no rotatorio, respectivamente.

El driver contiene el ensamblaje de cojinetes superior el cual consiste de cojinetes de empuje que transfieren las cargas axiales desde el eje al cojinete no rotatorio y radial para centralizarlos en el alojamiento. También contiene los sellos rotatorios superiores y es el punto de juntura para la conexión del cable para el inserto CIM. El adaptador CIM es usado como una tuerca de compresión para asegurar la tuerca de tensión en el lugar y también como una interfase para finalizar el cable desde el adaptador de inclinación al cable de transferencia de información en el eje conductor.

La posición del driver en la herramienta se aprecia en la figura 1.45.

Figura 1.45. Driver



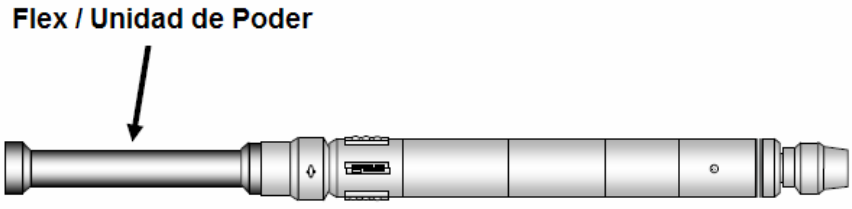
FUENTE: Sperry Drilling Services

1.7.6.2.16 Unidad de poder

La unidad de poder consiste de un drill collar flexible con una sonda repetidora, una sonda de batería inteligente y un conector. La sonda repetidora aísla el cable de transferencia de información del MWD del cable del Geo – Pilot 5200 y también estimula el nivel de la señal de comunicación.

La sonda de batería inteligente provee el poder a la herramienta y consiste de dos etapas de tres celdas DD conectadas en serie para entregar 22 voltios en corriente continua para la herramienta. La batería tiene un pequeño tablero de elementos electrónicos que graban la potencia empleada durante las operaciones. La unidad de poder se muestra en la figura 1.46.

Figura 1.46. Unidad de poder



FUENTE: Sperry Drilling Services

CAPÍTULO II

PERFORACIÓN DE POZOS MEDIANTE EL SISTEMA GEO – PILOT

2.1 OBJETIVO

En este capítulo se revisarán perforaciones realizadas mediante el Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, en diferentes reservorios alrededor del mundo; y así, observar de mejor manera el desempeño de la herramienta en distintos ambientes de perforación.

2.2 POZO 1

El pozo 1 presenta los siguientes datos:

- Área: Aguas profundas del Golfo de México
- Diámetro del hueco: 12 – ¼”

2.2.1 OBJETIVOS

Chevron Texaco planeó el desarrollo de este pozo para investigar la extensión lateral del reservorio en el proyecto de aguas profundas Perseus. El operador quería usar el sistema de brocas FullDrift de DBS Security en este pozo de alto ángulo con la finalidad de tomar ventaja de los beneficios probados de la excelente calidad del hueco. La mayor prioridad fue obtener la más alta calidad del registro LWD y los datos de wireline; como datos para futuras perforaciones en la zona. La eliminación

del registro de hueco entubado en este pozo resultó en un gran ahorro para la compañía operadora. La configuración de ensamblaje fue:

- Broca PDC de medida extendida Security DBS FullDrift
- Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot, Serie 9600
- Sperry – Sun Stellar LWD, incluyendo el sensor para imagen ALD (Azimuthal lithodensity por sus siglas en inglés) y la herramienta sónica BAT

2.2.2 RESULTADOS

El Sistema Geo – Pilot se desempeñó enteramente y redujo el tiempo de perforación en 4 días en este intervalo, ahorrando a la compañía operadora la cantidad aproximada de $960,000. El ROP fue limitado por propósitos de adquirir datos de LWD de alta densidad pero igual se promedió un ROP de 164 pies/hora. El sensor ALD proveyó imágenes de alta calidad, las que fueron de vital importancia para el entendimiento de la estructura regional. La alta calidad del hueco fue evidente en el registro de valores de bajo arrastre durante la corrida y en las tres corridas de wireline, donde la tensión de la línea fueron unos escasas 300 libras sobre el peso de las herramientas de wireline. Las tres corridas de wireline fueron directas hacia el fondo, tal como lo hizo el casing; sin ninguna condición. Esto fue especialmente crítico desde que se predijo la llegada de una tormenta tropical. La planeación de perforación proyectó perforar el pozo en 38 días pero en realidad se lo perforó en 28, incluidos tres días y medio de espera por condiciones climáticas.

2.3 POZO 2

El pozo 2 presenta los siguientes datos:

- Área: Aguas profundas del Golfo de México

- Diámetro del hueco: 14 ¾’’

2.3.1 OBJETIVOS

El cliente desea eliminar el bajo ROP asociado con la dirección de un motor de lodo a través de una gran formación salina. El plan de pozo está diseñado para construir con una inclinación de 5° mientras se guía al pozo fuera de la línea dura, entonces se empezará con la caída en vertical. Los mejores intentos previos en este taladro con los Sistemas Dirigibles Rotatorios de otras prestadoras de servicios de perforación en formaciones salinas generaron un ROP promedio de 84 pies/hora.

2.3.2 RESULTADOS

El Geo – Pilot fue capaz de perforar un intervalo de 6325 pies (11010 – 17244 pies) en una sola corrida con un ROP promedio de 99.8 pies/hora. Estos cálculos incluyeron el tiempo de conexión. El peso sobre la broca fue de 45 – 60 Klbs, y la rotación de 180 rpm. La compensación de construcción fue de 29 a 35° y de aquí se lo mantuvo, mientras el Geo – Pilot fue usado para perforar cerca de un pozo vertical. En el plan de pozo, 5° pueden parecer muy simples, pero en realidad es dificultoso mantener tan bajo ángulo de inclinación con un sistema direccional convencional.

La broca de perforación PDC FullDrift con 5 cuchillas FM2563 de Security DBS incorporó las características DART y los cortadores Scribe, los cuales ayudaron a reducir la severidad del stick – slip (pega – deslizamiento). El ROP más alto alcanzado fue de 180 pies/hora. Esta es una nueva marca para la perforación en formaciones salinas.

Esto representa un 16% de mejoras sobre el sistema RST de la competencia. El costo operativo de perforación fue de $445,000 por día. Lo que significa que en tres días de perforación, el Geo – Pilot ahorró lo suficiente para pagarse por si mismo comparado con la corrida de la mejor alternativa tecnológica. El cliente bajó entonces

una sarta de tubería de revestimiento de 13 – 3/8'' x 13 - 5/8'' en el hoyo de 14 – ¾'' y no encontró ningún tipo de restricción, prueba de que el concepto FullDrift generó un valor intangible considerable.

2.4 POZO 3

El pozo 3 presenta los siguientes datos:

- Área: Aguas profundas del Golfo de México
- Diámetro del hueco:

  - 14 – ¾'' x 17''
  - 12 – ¼'' x 14''
  - 10 – 5/8'' x 11 – ½''

2.4.1 OBJETIVOS

En este taladro de aguas profundas, el operador necesitaba usar tecnología dirigible rotatoria para perforar múltiples intervalos debido a la potencial mejora de la rata de perforación y la calidad del hueco y la reducción asociada del NPT sobre sistemas dirigibles convencionales. Problemas secundarios incluyeron inconvenientes sobre la calidad de los datos del registro. Experiencias previas con brocas de doble centro han mostrado que un hueco de diámetro grande incrementa los efectos del pozo en los registros, especialmente en los sensores de lectura somera como las herramientas neutrónicas y de densidad, lo que complica la interpretación de los registros enormemente. La configuración de ensamblaje fue:

- Broca PDC de medida extendida FullDrift de Security DBS.
- Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot.
- Sperry – Sun Stellar LWD

- Security DBS Near Bit Reamer (NBR, raspador cercano a la broca por sus siglas en inglés).

El sistema FullDrift rindió insuperables datos de calidad del hueco y de datos de registro en el hoyo piloto de diámetro más pequeño, mientras que el NBR engrandó el hueco encima del LWD. En busca de opciones de sistemas dirigibles rotatorios disponibles, el operador escogió el Geo – Pilot basado en la calidad de hueco superior lo cual permitió la eliminación de los registros a hueco abierto con tubería en pozos previos los cuales generaron una calidad de registro excelente.

2.4.2 RESULTADOS

El Geo – Pilot rompió la marca del mayor alcance de un solo día en el intervalo de 14 – ¾'' x 17''. La marca previa de 1,900 pies por día fue superada por el Geo – Pilot, el cual logró 2,100 pies en un día. El ROP promedio para el intervalo con el Geo – Pilot fue de 105 pies/hora comparado con los 62 pies/hora que se logró en un pozo previo. Lo que hace que esta proeza sea más impresionante, es que se la logró mientras se realizaban trabajos direccionales; el antiguo record se lo logró en perforación vertical. El trabajo direccional requería que el Geo – Pilot saliera de la vertical; lo que se logró exitosamente además de ser la primera vez que se salía de la vertical con un sistema dirigible rotatorio. La salida de la vertical fue aplicada en formaciones muy suaves, lo cual fue un reto mayor, además de incluir un "nudge" de anti – colisión para driblar pozos existentes.

Antes de esto, la práctica de campo estándar era salir de la vertical con un motor convencional y la broca, debido al pobre desempeño de salida de vertical de los sistemas dirigibles rotatorios "push – the – bit". La eliminación de este viaje extra produjo un ahorro en tiempo de taladro de dos días, lo que significa $350,000 por días dando un total de $700,000 en ahorro.

En total se perforaron 3 intervalos separados y un sidetrack con solo cuatro herramientas Geo – Pilot. A continuación se presentan los resultados obtenidos por cada sección en este pozo.

2.4.2.1 Sección 14 – ¾'' x 17''

Los resultados obtenidos en la sección de 14 – ¾'' x 17'' son:

Sección total perforada en una corrida (3590 pies). Se logró un nuevo record de mayor alcance en un solo día (2100 pies mientras se salía de la vertical). El antiguo record era de 1900 pies/hora en intervalo de hueco vertical (no en trabajo direccional). Se salió de la vertical y se construyó hasta 34°. Se eliminó el viaje para ensamblar el motor para salir de la vertical (2 días - $700,000). Se incrementó el ROP en un 69% (105 pies/hora vs. 62 pies/hora). La tubería de revestimiento llegó a fondo sin restricciones.

2.4.2.2 Sección de 10 – 5/8'' x 11 – ½''

Para la sección de 10 – 5/8'' x 11- ½'' perforada con el Sistema Geo – Pilot se obtuvieron los siguientes resultados:

Sección total perforada (5830 pies) en dos corridas (viaje debido a falla de LWD). Inclinación mantenida a 33 - 35°. Incremento del RO P en 28% (78 pies/hora vs. 61 pies/hora). Pérdida de comunicación con la herramienta, a falta de 1464 pies, pero la herramienta mantuvo el curso y el pozo alcanzó el TD sin ninguna pérdida de tiempo.

2.4.2.3 Sidetrack 10 – 5/8'' x 11 – ½''

Al utilizar Geo – Pilot, para construir el sidetrack de 10 – 5/8'' x 11 – ½'', se generaron las siguientes conclusiones:

Sección total perforada (7290 pies) en dos corridas (viaje debido a fracaso del NBR)

- Se construyó de 34°a 53°
- Datos transmitidos del sensor Sperry - Sun MRI – LWD por primera vez

2.5 POZO 4

El pozo 4 presenta los siguientes datos:

- Área: Afueras del Golfo de México
- Diámetro del hueco: 14 – ¾''

2.5.1 OBJETIVOS

La compañía operadora quería perforar una sección tangente de 14 – ¾ pulgadas y la caída en vertical en el área de High Island del Golfo de México lo más rápido y seguro posible. Teniendo en cuenta la dificultad del control direccional en un hueco de 14 – ¾'' y mantener la integridad de la formación en este ambiente, la operadora pidió a Sperry – Sun correr el Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot.

Otro reto enfrentado fue el uso de lodo de polímero base agua, el cual hace que perforar un pozo sea más dificultoso que perforar con lodo a base aceite.

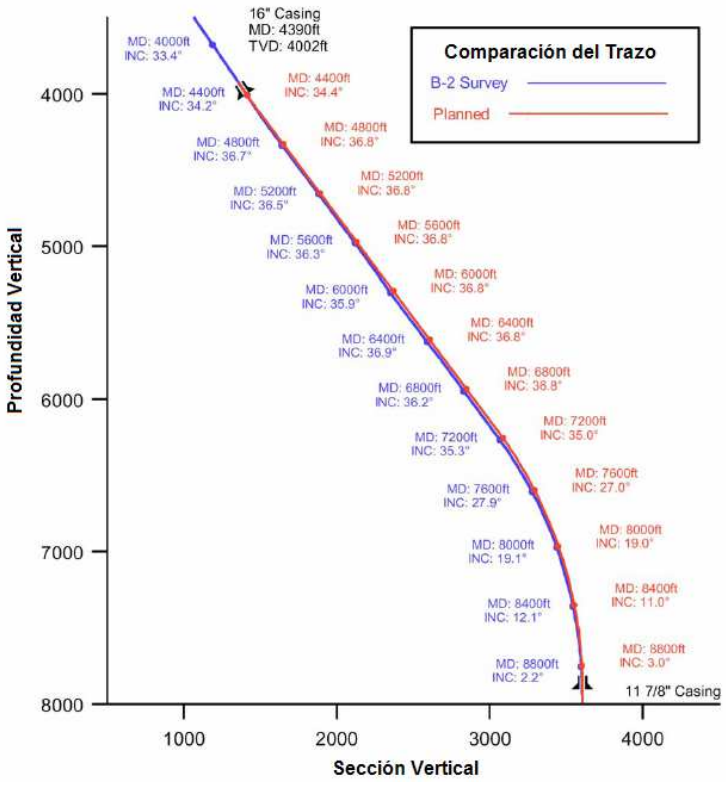
2.5.2 RESULTADOS

El Sistema Geo – Pilot perforó todo el intervalo de 4653 pies en una sola corrida. El Geo – Pilot entregó una alta calidad, un pozo suave en el cual la tubería de revestimiento corrió sin ningún problema. También es significante que el Sistema mantuvo su excelente desempeño, incluso cuando la perforación era vertical (de 37 grados a casi una recta vertical). Es digno de atención que el sistema operó a pesar

de haber usado un lodo base agua. Los sistemas dirigibles rotatorios “Push the Bit”, “empujaron” contra la pared de la formación, lo que produjo un hoyo que no estaba a la medida. Por otro lado, el sistema Geo – Pilot, por ser un sistema “point – the – bit”, perforó un hueco suave, a la medida y de alta calidad.

La figura 2.1 muestra el plan de pozo junto con la perforación realizada con el Sistema Geo – Pilot.

Figura 2.1. Comparación del plan de pozo con la perforación realizada por medio del Sistema Geo – Pilot



FUENTE: Sperry Drilling Services

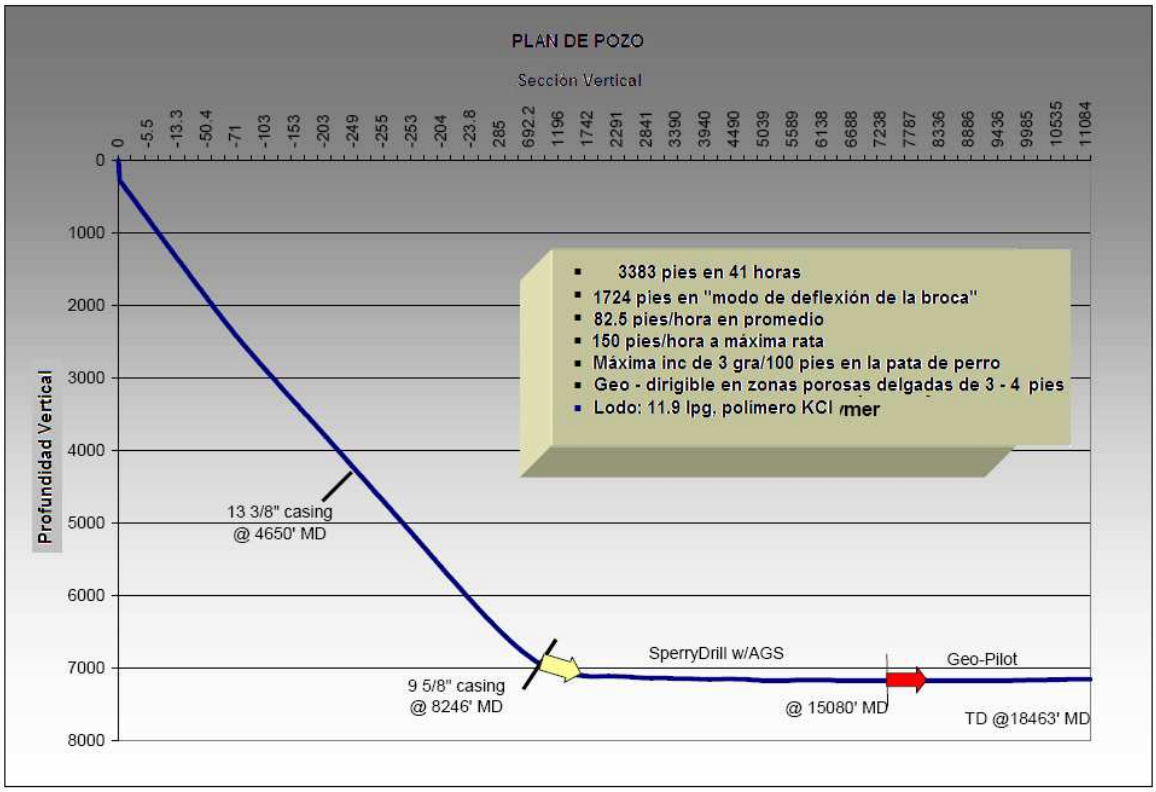
2.6 POZO 5

En Dinamarca, en julio de 2000, el Sistema Geo – Pilot de Sperry- Sun fue corrido cuando el deslizamiento no fue posible pasado los 7200 pies de haber sido perforado un pozo horizontalmente con un motor y AGS. Las dimensiones del objetivo en el plano horizontal y vertical requerido precisan de un control de azimut e inclinación. Geo – Pilot perforó desde 15080' a 18463', un total de 3383 pies en 41 horas, promediando 82.5 pies/hora. De dicha profundidad, 1724 pies fueron perforados con la deflexión de la broca. La inclinación fue cuidadosamente controlada con el ensamblaje estable en una zona porosa alta de 3 a 4 pies.

Inicialmente el Sistema Geo – Pilot fue usado solo para el control del azimut ya que la inclinación fue fácilmente controlada usando parámetros de perforación para construcción y caída. Como el torque aumenta en el hueco, el peso de la broca fue reducido y desde los arreglos típicos de la toolface a 17000' se corrigió el azimut y se compensó para una caída ligera.

El ensamblaje fue jalado por una actuación sospechosa de la broca cuando el control direccional se volvió dificultoso y se presentó un torque errático. La broca todavía se encontraba en buenas condiciones y la inspección en superficie del Geo – Pilot encontró que la herramienta estaba en buena condición como se esperaba a partir de las lecturas de condición de la herramienta de fondo. Se concluyó que el BHA había atravesado una formación dura. Los 600 pies faltantes del pozo fueron perforados con motor. También se observó que la perforación no pudo seguir y se obtuvieron similares torques de perforación. Por consiguiente, el TD del pozo fue de 18463 pies debido a la incapacidad de perforar dicha formación con cualquier equipo de perforación. Ver figura 2.2.

Figura 2.2. Plan de pozo (Dinamarca)



FUENTE: Sperry Drilling Services

2.7 POZO 6

El Geo – Pilot, segunda generación de Sistemas Rotatorios Dirigibles, desempeñó tres sobresalientes corridas entre mayo y agosto de 2000 en el Mar del Norte, Reino Unido.

La sección de hueco de 8 ½'' fue perforado en una corrida con el Sistema Geo – Pilot. Éste perforó 7220 hasta 11111 pies en 74 horas. El tiempo total de circulación fue de 108 horas. El control direccional nunca fue un problema; la capacidad del dog - leg permanecía entre los 4 y 5 grados por cada 100 pies, y aproximadamente un 20% de la sección fue perforada con una “deflexión encendida”, para mantener los

± 5 pies de corredor de TVD. El ROP fue controlado a 95 pies/hora para propósitos de evaluación de formaciones mientras se perforaba; ver tabla 2.1.

Tabla 2.1. Indicadores de la perforación realizada

OPERADOR	BG INTERNATIONAL	
SOCIOS	TALISMAN ENERGY (RU) LIMITED & PALADIN RESOURCES PLC	
DATOS DE LA CORRIDA	ENTRADA AL HUECO: 29/08/2000	SALIDA DEL HUECO: 03/09/2000
MEDIDA TOTAL	3,891 PIES	
MD IN	7,220 PIES	
MD OUT	11,111 PIES	
FABRICANTE DE LA BROCA	SECURITY DBS	TIPO DE BROCA: FM2841 (12")
HORAS DE PERFORACIÓN	71 HORAS	
ROP PROMEDIO	55 PIES/HORA	
HORAS DE CIRCULACIÓN TOTAL	108 HORAS	

FUENTE: Sperry Drilling Services
REALIZADO POR: Crespo Hugo

2.7.1 INDICADORES DE LA CALIDAD DEL HUECO

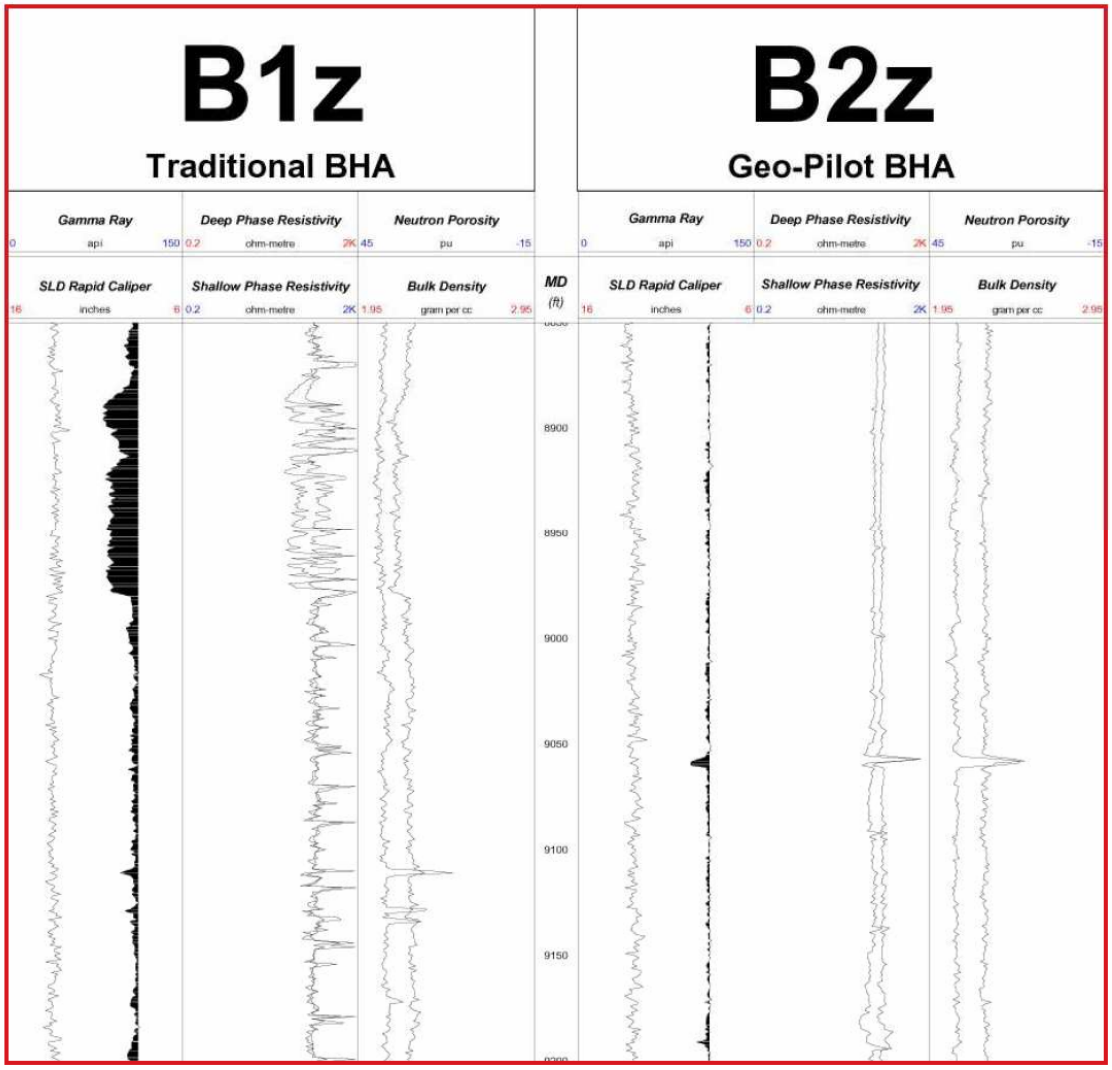
La pobre calidad del hueco en el pozo B1z puede ser visto como un efecto adverso en los registros de resistividad y porosidad neutrónico. En el pozo perforado por el Sistema Geo – Pilot (B2z) los efectos negativos del hueco fueron significantemente reducidos.

2.7.2 RESPUESTA EN EL REGISTRO DE RESISTIVIDAD

La rugosidad del hueco, junto con el alto contraste en la resistividad entre el fluido del hueco y la formación, resultan en una errática respuesta de resistividad en el pozo

B1z, haciendo una difícil interpretación. En el pozo B2z, el hueco no presenta este efecto, resultando en una respuesta mucho más suave. Las puntas remanentes en el registro de resistividad son debido a la presencia de arcillas en la arena; ver figura 2.3 y la tabla 2.2.

Figura 2.3. Comparación de Registros de Resistividad entre los Pozos B1z y B2z en el Reino Unido.



FUENTE: Sperry Drilling Services.

Tabla 2.2. Datos Generales de la Perforación en el Reino Unido.

OPERADOR	BG INTERNATIONAL	
SOCIOS	TALISMAN ENERGY (RU) LIMITED & PALADIN RESOURCES PLC	
DATOS DE LA CORRIDA	ENTRADA AL HUECO: 29/08/2000	SALIDA DEL HUECO: 03/09/2000
MEDIDA TOTAL	3891 PIES	
MD IN	7220 PIES	
MD OUT	11111 PIES	
FABRICANTE DE LA BROCA	SECURITY DBS	TIPO DE BROCA: FM2841 (12'')
HORAS DE PERFORACIÓN	71 HORAS	
ROP PROMEDIO	55 PIES/HORA	
HORAS DE CIRCULACIÓN TOTAL	108 HORAS	

FUENTE: Sperry Drilling Services

REALIZADO POR: Crespo Hugo

CAPÍTULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO DE POZOS PERFORADOS MEDIANTE SISTEMAS CONVENCIONALES Y POZOS PERFORADOS MEDIANTE EL SISTEMA GEO – PILOT

3.1 RESEÑA HISTÓRICA

3.1.1 MOTORES DIRIGIBLES VERSUS SISTEMAS DIRIGIBLES ROTATORIOS

Una década después de las pruebas de campo de los primeros sistemas dirigibles rotatorios modernos, los motores dirigibles siguen mandando en más del 80% del mercado de perforación direccional. Mientras que los sistemas dirigibles rotatorios ofrecen significantes ventajas técnicas sobre los motores dirigibles para muchos pozos, los factores económicos pueden ser la mayor razón para el moderado crecimiento del uso de RSS (Sistemas Dirigibles Rotatorios por sus siglas en inglés).

Las realidades del desempeño del sistema de balance, la complejidad del programa direccional, costos y los riesgos; dictaminan que este tipo de sistemas no sean tomados en cuenta.

Las mejoras en el poder de los motores dirigibles, la confiabilidad y las técnicas operacionales han permitido que se mantengan en competencia con el más capaz, pero más costoso RSS. Los operadores retan a las compañías de servicios a proveer soluciones con RSS más baratas, pero para términos cortos, la mejor solución para muchos pozos es seguir usando el antiguo y probado motor dirigible.

3.1.1.1 Introducción

La perforación direccional es la base de las compañías explotadoras de gas y de petróleo de la actualidad. Éste es usado para desarrollar reservas en offshore, facilita el desarrollo de áreas ecológicamente sensibles y mejora la producción a través de pozos horizontales, así como las completaciones geo – dirigibles y multi – laterales.

Los pozos de petróleo direccionales fueron perforados por primera vez en el campo California Huntington Beach en 1933. La perforación direccional en aguas poco profundas en el golfo de México siguió el ejemplo. Estos pozos fueron principalmente perforados mediante el uso de whipstocks o jettings para crear la desviación en la dirección deseada. La trayectoria del pozo desviado, entonces se lo continuó con estabilizadores fijados en los ensamblajes de perforación rotatorios diseñados para controlar pasivamente la inclinación.

La introducción en 1962 de un sistema de perforación direccional basado en el uso de un motor de desplazamiento positivo y un bent sub, brindó la primera capacidad práctica para desarrollar un campo offshore desde una plataforma central. Este sistema fue presentado en California y rápidamente se regó hacia el Golfo de México. Éste lentamente evolucionó en el sistema de motor dirigible que es usado en la actualidad.

Tempranamente los pozos direccionales tenían una forma en “S” donde el pozo podía ser desviado con el motor y entonces perforado con el ensamblaje rotatorio. El objetivo primario fue simplemente desplazar el target del fondo del hueco de la locación en superficie a un objetivo de perforación en particular. La dirección o las corridas de corrección de inclinación requerían un viaje para sacar el ensamblaje rotatorio y correr el motor para una distancia corta antes de reemplazarlo con el ensamblaje rotatorio nuevamente. Seguir una trayectoria específica con el mencionado proceso no era muy práctico.

Este método de usar motores y bent subs para crear las corridas de corrección fue usado hasta mediados de los ochenta. La introducción del motor dirigible en 1985 originó una revolución hacia la perforación dirigida más efectiva. Simultáneamente, un buen número de otras tecnologías impulsaron un acceso más eficiente a las fuentes petrolíferas, lo que causó una presión sobre los perforadores para mejorar las capacidades en la perforación direccional. El uso de motores dirigibles, guiados por MWD, empezó a dar a la industria la capacidad de perforar trayectorias de pozos más complejas.

Los pozos horizontales fueron desarrollados para ser una vía eficiente para mejorar la producción de cierto tipo de reservorios. La tecnología sísmica 3 – D comenzó a brindar, a los gerentes de reservorios, la habilidad de definir reservorios más pequeños y más complicados. La tecnología LWD brindó la capacidad de evaluar las formaciones mientras se perforaba el pozo. Esto permitió dirigir el pozo basados en los datos a tiempo real de las medidas de la formación, en lugar de confiar simplemente en la trayectoria geométrica predeterminada.

Estas tecnologías dieron las pautas necesarias para desarrollar reservorios que antes no eran posibles. Cada una de estas tecnologías dependen de ser capaces de perforar direccionalmente pozos más efectivos para optimizar su explotación. Esta tecnología estimuló a los proveedores del servicio direccional para desarrollar mejores métodos para perforar pozos con geometrías más complejas.

3.1.2 MOTORES DIRIGIBLES

Muchas mejoras han sido desarrolladas a la tecnología del motor direccional de desplazamiento positivo desde su introducción. La introducción del motor dirigible (SM por sus siglas en inglés) a mediados de los ochenta dieron la capacidad de perforar secciones direccionales sin la necesidad de hacer viajes para cambiar el ensamblaje de fondo.

Hoy por hoy, más del 80% de los pozos direccionales se siguen perforando con motores dirigibles. Sin embargo, en un creciente número de situaciones están siendo reemplazados por los nuevos sistemas dirigibles rotatorios.

3.1.2.1 Ventajas del Motor Dirigible

Los motores dirigibles corridos con sistemas MWD para el control de guía, son relativamente más baratos y comúnmente disponibles en un amplio rango de tamaños y características de desempeño. Muchas de estas herramientas son brindadas por compañías de servicios, incluyendo pequeñas compañías de perforación independientes. Los sistemas son fáciles de mantener y operar. Tienen pocas partes móviles y una confiabilidad muy alta.

3.1.2.2 Limitaciones fundamentales del Motor Dirigible

Los motores dirigibles son la mejor opción para pozos direccionales simples. Estos tienen bastantes limitaciones e ineficiencias que afectan su capacidad para trabajar en las aplicaciones que se demandan actualmente debido a la complejidad presentada. La perforación con motores dirigibles está dividida en intervalos de deslizamiento donde la trayectoria es guiada en todo instante y los períodos de rotación donde la trayectoria no guiada es intentada. Los problemas asociados con cada uno de estos estados son enlistados en la Tabla 3.1. El ROP mientras se desliza es a menudo reducido en un 50% o más y, eventualmente, una profundidad puede ser alcanzada donde el deslizamiento no es posible.

La mayoría de las limitaciones e ineficiencias son relacionadas al factor que una porción del pozo es perforada sin una sarta rotatoria o limitaciones fundamentales propias de los motores. La evolución continua del sistema de motor dirigible ha limitado gravemente el resolver muchos de estos problemas desde que estos son relacionados a las características fundamentales del sistema direccional del motor dirigible.

Tabla 3.1. Deficiencias de los Sistemas de perforación direccionales con motores dirigibles

PROBLEMAS COMUNES EN EL DESLIZAMIENTO	PROBLEMAS COMUNES EN LA ROTACIÓN
Incapacidad de deslizar Mantener la orientación Pobre limpieza del hueco Limitada selección de brocas Bajo ROP efectivo Alta tortuosidad Delicada construcción de los BUR's Fluctuaciones en la ECD Pega diferencial Espiralamiento	Vibraciones: fallas en el motor y en el MWD Acelerado desgaste de la broca Pobre calidad de los registros Pobre desempeño en el aire

FUENTE: SPE, PAPER #104268
REALIZADO POR: Crespo Hugo

3.1.2.3 Mejoras del Motor Dirigible

La industria no ha abandonado la investigación para mejorar el desempeño del motor dirigible. Nuevas secciones de poder de alto desempeño han sido introducidas para dar más poder a la broca. Estos diseños de motores son relativamente caros, pero ofrecen el potencial de trabajar con motores dirigibles en otros ambientes. Se han desarrollado brocas específicamente para mejorar la actuación mientras se perfora con SM. Estas incluyen características que permiten usar brocas de alto peso cuando se perforan secciones más duras, pero limitan la profundidad de corte y el correspondiente torque, comparadas con las brocas usadas en secciones más suaves. Otras mejoras se relacionan con optimizar la estabilización en la broca para eliminar la vibración y perforar un hoyo más suave cuando se corre un motor dirigible. Los sistemas de sensores han sido desarrollados para monitorear la

inclinación y las propiedades de la formación cerca de la broca. Están disponibles una gran cantidad de medidas de vibración y parámetros de formación azimutales mientras se perfora con los motores. Esto hace posible la geo – dirigibilidad y brinda información que ayuda al perforador direccional optimizar el comportamiento del motor. Esto también ayuda a los diseñadores de las herramientas dirigibles a solicitar las herramientas necesarias. Las medidas de vibración, inclinación de la broca y el caliper entregan información fundamental sobre la herramienta y la interacción con la formación que los diseñadores de la herramienta solo podían imaginarse en el pasado.

La fricción entre la sarta y la pared del hueco es responsable de una significante parte de las limitaciones del motor. Sistemas anti – fricción mecánicos y químicos han sido desarrollados para reducir la fricción, particularmente cuando se desliza.

Los sistemas mecánicos operan debido a la energía dada a la sarta para reducir el contacto de fricción axial entre la sarta y la pared del pozo. Los sistemas químicos principalmente consisten de sistemas de lodo y aditivos que reducen la fricción por el efectivo funcionamiento del lubricante.

Los motores dirigibles guiados con MWD's convencionales brindan la capacidad de perforar la mayoría de pozos que están siendo perforados actualmente en la industria. En las manos de un perforador direccional experto, estos sistemas pueden ser usados para perforar la mayoría de geometrías de pozos que consisten de un plan de pozo, incluyendo relativos alcances horizontales. Ellos también son capaces de perforar algunos de los pozos diseñados en 3 – D. Sin embargo, solo porque pueden perforar un pozo no significa que esa es la vía más efectiva para perforarlo.

3.1.3 SISTEMAS DIRIGIBLES ROTATORIOS

Los Sistemas de perforación direccional dirigibles rotatorios pueden superar la mayoría de las limitaciones del motor dirigible. Los sistemas dirigibles rotatorios

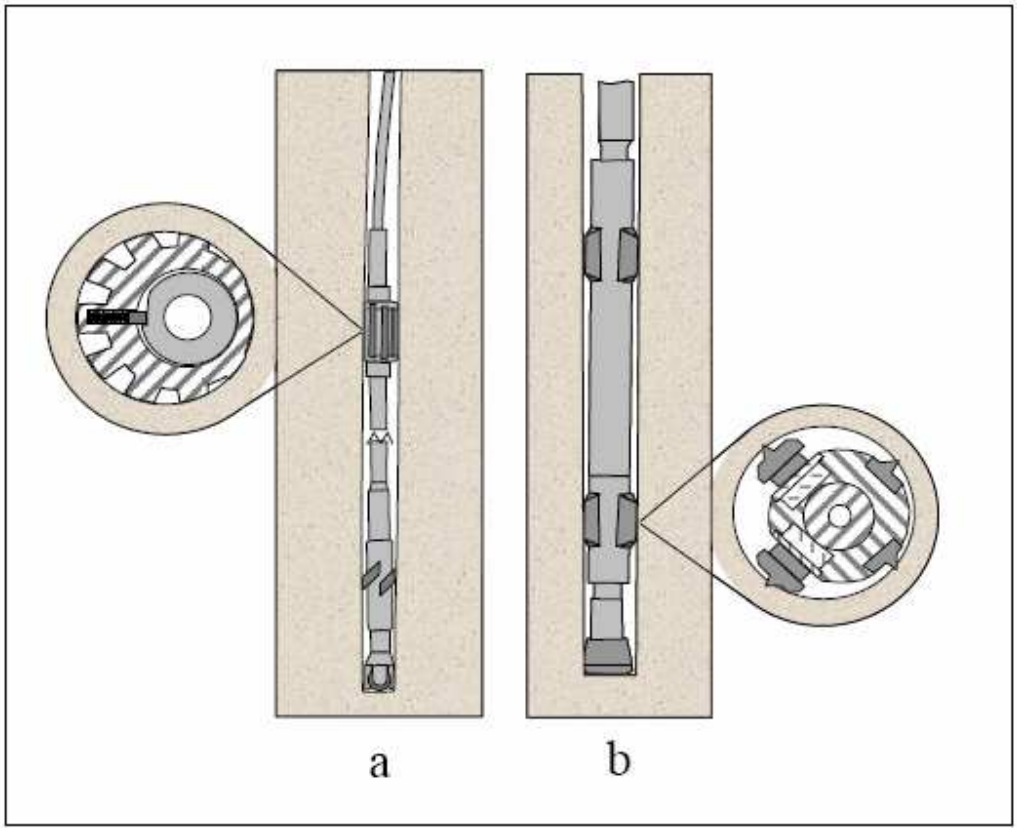
(RSS, por sus siglas en inglés) son simplemente herramientas direccionales que permiten a la trayectoria del pozo (inclinación y dirección) ser guiada constantemente mientras la sarta rota continuamente. El concepto del RSS no es nuevo. Este fue, de hecho, intentado antes de que los motores de lodo ganaran terreno en la industria.

Estos sistemas incluyen muchos de los conceptos fundamentales de dirigibilidad que son usados en las herramientas dirigibles rotatorias modernas. La figura 3.1 (a) muestra un sistema patentado en 1955 que se usó en una manga excéntrica no rotatoria para dirigir la broca en una dirección en particular. La patente describe el objetivo de la herramienta como “causar que el drill collar asuma una posición inclinada muy suave con respecto al eje del hueco y así la broca será dirigida lateralmente”.

La figura 3.1 (b) muestra otro sistema patentado en 1959 que usó un zapato guía activado hidráulicamente en una manga no rotatoria cerca de la broca para controlar la trayectoria de perforación en una manera similar. Los zapatos guía fueron activados por la presión del lodo y podía ser activada y replegada sin sacar toda la sarta. El objetivo específico de esta herramienta era eliminar la necesidad de viajar para sacar y meter un arreglo de whipstock cuando el pozo se desviaba.

Estos son solo dos ejemplos de muchas herramientas que fueron investigadas en la búsqueda de un sistema de perforación direccional efectivo antes de que los motores de lodo dominaran el mercado. Se investigaron herramientas que brindaban dirigibilidad por medio del sistema “point the bit” y “push the bit”. Estas herramientas estuvieron basadas en conceptos muy similares a las herramientas dirigibles rotatorias modernas, pero ninguna de ellas fue comercialmente exitosa.

Figura 3.1. Conceptos de herramientas dirigibles rotatorias tempranas



FUENTE: SPE, PAPER #104268

Las primeras herramientas dirigibles rotatorias fueron totalmente mecánicas debido a los milagros modernos de la electrónica de fondo, hidráulica, sistemas de control; además de que no existían computadoras en ese tiempo. Se abandonó el trabajo acerca de éstas y el concepto del motor dirigible fue aceptado. La temprana adopción del motor de desplazamiento positivo y el bent sub sobre los conceptos dirigibles rotatorios fue probablemente debida por el factor de que el motor podía ser orientado desde la superficie más fácilmente y más consistentemente que las mangas dirigibles rotatorias.

3.1.3.1 RSS es conceptualmente mejor

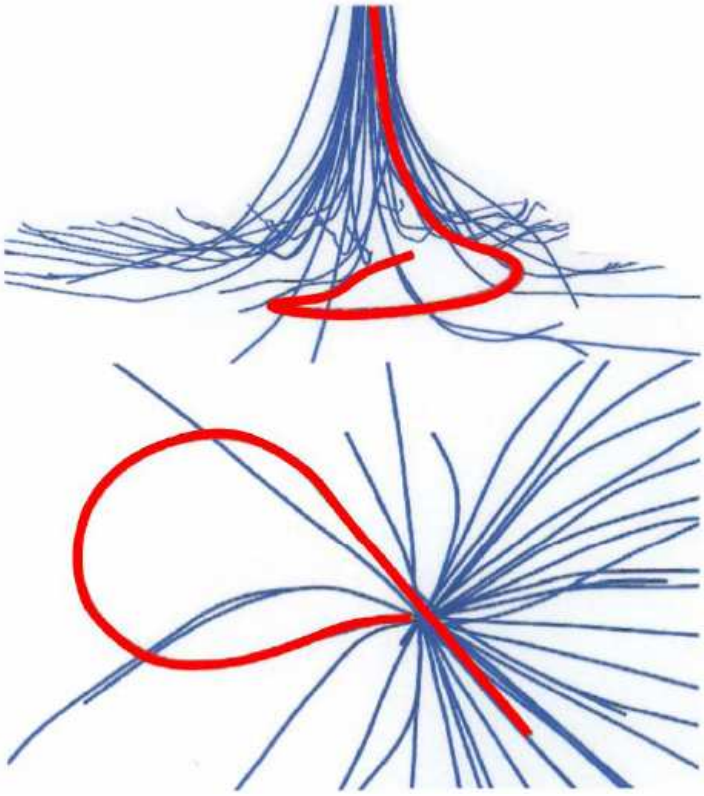
La falta de éxito comercial de las primeras herramientas dirigibles rotatorias no mitigó su atractivo de dirigir a la broca mientras continuamente se rota a la sarta. Después de más de treinta años de dominio de los motores de lodo, una combinación de fuerzas de mercadotecnia inició una resurgencia en el interés del concepto dirigible rotatorio mientras se incrementa la complejidad de los pozos direccionales. Los requerimientos de pozos de largo alcance excedieron la capacidad de los motores dirigibles. El alcance horizontal de los pozos perforados con motores dirigibles fue limitado hasta cerca de los 16000 pies con un control de profundidad de +/- 5 pies. El alcance lateral en el mismo tipo de pozos fue extendido hasta los 28000 pies mientras que la mejora en el control de profundidad fue de +/- 1 pies con herramientas dirigibles rotatorias. El máximo alcance lateral empleando tecnología dirigible rotatoria alcanza los 35000 pies en la actualidad.

En tanto las mejoras de producción de pozos horizontales han sido bien entendidas, el aspecto económico para el re – desarrollo de reservas de muchos campos ya existentes se vuelve más atractivo. Algunas de las más tempranas aplicaciones de pozos horizontales fueron para drenar metano de camas de carbón y para la aplicación de procesos termales en la producción de crudos pesados. Estas aplicaciones de bajo costo siguen siendo perforadas con motores dirigibles debido a que la geometría del pozo es relativamente simple y el costo del taladro es relativamente bajo, incluso aunque el control de posicionamiento en algunos pozos es muy rígido.

Por otra mano, los pozos horizontales también son usados en ambientes muy costosos de offshore donde la geometría del pozo es extremadamente compleja. Los motores dirigibles no pueden ser usados para perforar algunos de estos pozos y no serían económicamente rentables incluso si pudieran hacerlo. La figura 3.2 muestra un ejemplo de pozo donde un reservorio no drenado fue identificado bajo la huella de una plataforma en el Mar del Norte. El pozo fue perforado en el reservorio de caliza

usando tecnología dirigible rotatoria en un hueco de 12 ¼ pulgadas que requería 225° de giro direccional en una inclinación de más de 88°. Un segundo pozo fue entonces perforado de manera similar, requiriendo más de 200° de giro horizontal con una rata de construcción de 8.5° cada 100 pies. Sin embargo, el segundo pozo fue perforado con un RSS de 4 3/4 pulgadas mientras que simultáneamente se agrandaba el pozo hasta los 8.5 pulgadas. Ambos pozos fueron navegados a través de un laberinto de pozos existentes y geo dirigidos a través del pozo.

Figura 3.2. Well path perforado con RSS que no podía haber sido perforado con SM



FUENTE: SPE, PAPER #104268

El desplazamiento horizontal en el desarrollo de pozos de gran alcance está continuamente creciendo debido a la capacidad que brinda el RSS. Los pozos de largo alcance perforados en Wytch Farm proveyeron una de las primeras directrices para el desarrollo de las herramientas dirigibles rotatorias. Una progresión estable de marcas alcanzadas a nivel mundial se logró con RSS. Un claro ejemplo es el alcance

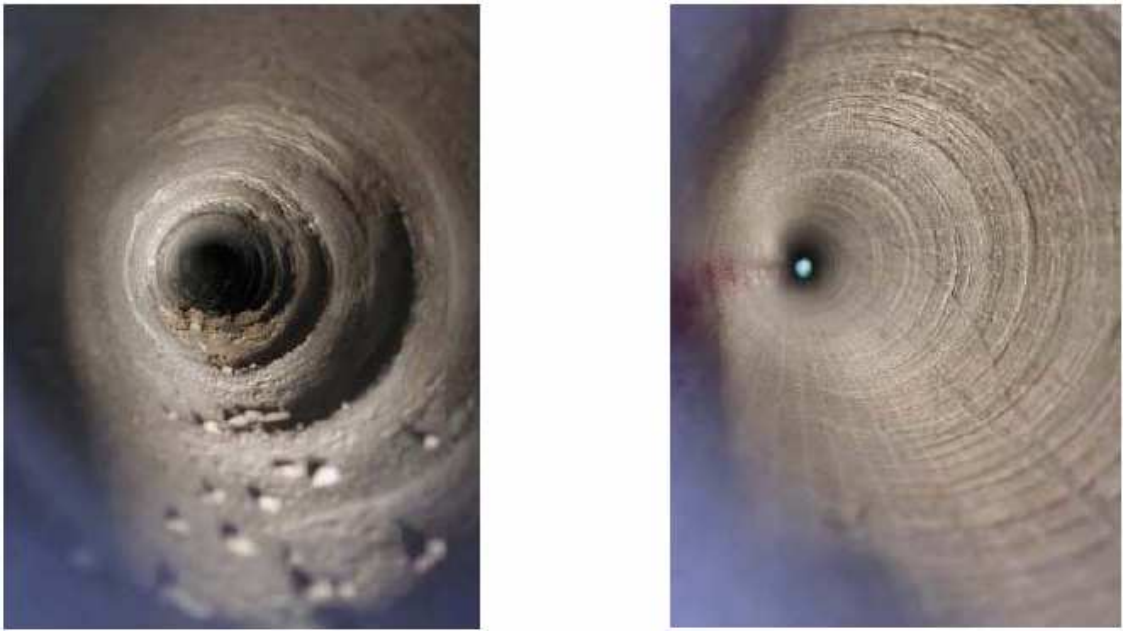
de 35000 pies de alcance lateral. A partir de esto, muchos pozos de largo alcance ERD han sido perforados en muchas partes del planeta. Las mejoras específicas que el RSS brinda para lograr pozos de mayor reto son:

- Dirigir la broca independientemente del eje axial, de la fricción de la sarta y el desgaste de la broca
- Hacer mucho más preciso el control de la dirección
- Mejora significante en el ROP
- Reduce la tortuosidad del hueco
- Mejora la limpieza del hueco a través de la constante rotación de la sarta
- Permite diseños de sartas que reducen la vibración

Las figuras 3.3 y 3.4 muestran gráficamente las mejoras especificadas en los puntos anteriores. Los sistemas dirigibles rotatorios han sido disponibles comercialmente hace poco menos de diez años. Mucha gente inicialmente los consideraba como una estrategia de mercado en la aplicación de pozos más complejos. A pesar de eso, han probado que brindan un gran rango de ventajas técnicas.

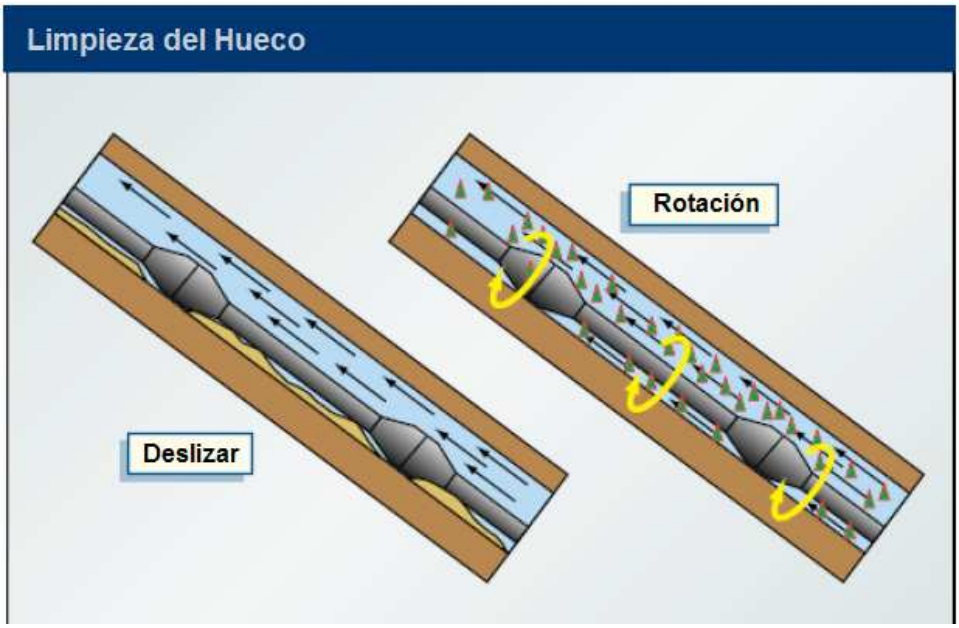
El RSS ha experimentado un gran crecimiento y ha sido usado para perorar más de 14 millones de pies en el 2005. Este incremento en el uso de RSS se traduce en una tasa de crecimiento del 43% anual. Las herramientas dirigibles rotatorias cuentan ahora con el 15% de pozos perforados como se muestra en la figura 3.5. Claramente, esta tecnología está siendo adoptada de manera más rápida que cualquier otro tipo.

Figura 3.3. Comparación de un hueco perforado con motor convencional y con sistema rotatorio dirigible



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 3.4. Comparación de la limpieza del hueco mediante motores convencionales y sistemas dirigibles rotatorios



FUENTE: Sperry Drilling Services

Figura 3.5. Incremento en la utilización de RSS en la perforación direccional

FUENTE: SPE, PAPER #104268

Los Sistemas Dirigibles Rotatorios brindan a la industria del gas y del petróleo la capacidad de perforar pozos extremadamente más complejos. Esta tecnología provee ventajas técnicas que son claramente superiores a los antiguos motores dirigibles. De hecho, en la actualidad, la tecnología RSS ha reemplazado a los sistemas de motores dirigibles en las más costosas operaciones de perforación (aguas profundas). Es algo costoso desplazar motores dirigibles a operaciones donde éstos solo pueden perforar pozos simples y de precios relativamente más bajos. Sin embargo, hay una indicación de que la industria está en estos momentos posicionando una natural progresión hacia un producto que ofrece mayor desempeño y que su precio es una inversión que va de la mano con la satisfacción del cliente.

3.2 COMPARACIÓN DE POZOS PERFORADOS MEDIANTE EL SISTEMA GEO – PILOT Y MOTORES CONVENCIONALES

A continuación se realizará un análisis comparativo de pozos perforados en el Ecuador por el Sistema Geo – Pilot y por motores convencionales. Antes de dicho análisis, se describirán brevemente los objetivos y resultados generales de las

perforaciones de los pozos en estudio, las cuales son las secciones horizontales de 6 pulgadas de diámetro. Vale recalcar que la información concerniente al nombre de la compañía operadora y sus respectivos campos, quedarán en confidencialidad por motivos ajenos a este trabajo, por lo que se procederá a nombrar a los pozos perforados mediante el Sistema Geo – Pilot como pozos 1 y 2, y los pozos perforados por motores convencionales, pozos A, B y C.

3.2.1 RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO 1

3.2.1.1 Objetivos

El pozo 1 es un pozo ubicado en la provincia de Pastaza y tiene por coordenadas UTM:

N 9’837,494.33m
E 227,368.05m

Una particularidad de este campo, es que la compañía operadora ha divivdido en diez arenas a la formación Hollín. Antes de la perforación del pozo 1, el plan direccional era perforar un sidetrack desde la entrada de la arena 2 a una profundidad vertical verdadera (TVD) de 11303.04 pies hasta la arena 4 a 11354.04 pies de TVD. El punto de desvío está planeado a 8600 pies de profundidad medida (MD), curvando con un dog leg severity de 6° cada 1 00 pies, aterrizando al pozo, primero en 80° y después a 89.5°. Esta inclinación se la mantendría hasta una profundidad total de 14146.15 pies de MD.

El BHA empleado en este pozo falló. Sufrió pega del equipo de fondo y tuvo que ser pescado posteriormente después de lavar y rimar durante 14 horas. El pescado se localizó desde el tope hasta el fondo, entre una profundidad de 9307 y 11612 pies, respectivamente. Se decidió realizar una cementación y realizar un desvío (sidetrack) en el pozo a 11285 pies de MD, alrededor de los 56° de inclinación, y entonces

mantener la perforación hasta alcanzar los 80° y después los 89.5° y seguir perforando hasta los 14159 pies MD, que seria el resultante pozo 1.

3.2.1.2 Resultados

En este pozo, el Sistema Geo – Pilot de Serie 5200 perforó la sección horizontal de 6 pulgadas. El BHA #1 perforó desde los 11977 hasta los 13781 pies. Lo que resultó en 1804 pies perforados en 72.56 horas para un ROP de 24.86 pies por hora. El Sistema trabajó muy bien, aceptando todos los arreglos empleados; lo que se demostró en un sobresaliente desempeño.

El Sistema Geo – Pilot permitió la geo – navegación en la arena 3 y la perforación de la capa intermedia entre las arenas 3 y 4, consideradas más fuertes en ser perforadas durante un proyecto de perforación horizontal previo (no pudieron ser perforadas, por lo que los pozos anteriores fueron completados solo hasta la arena 3).

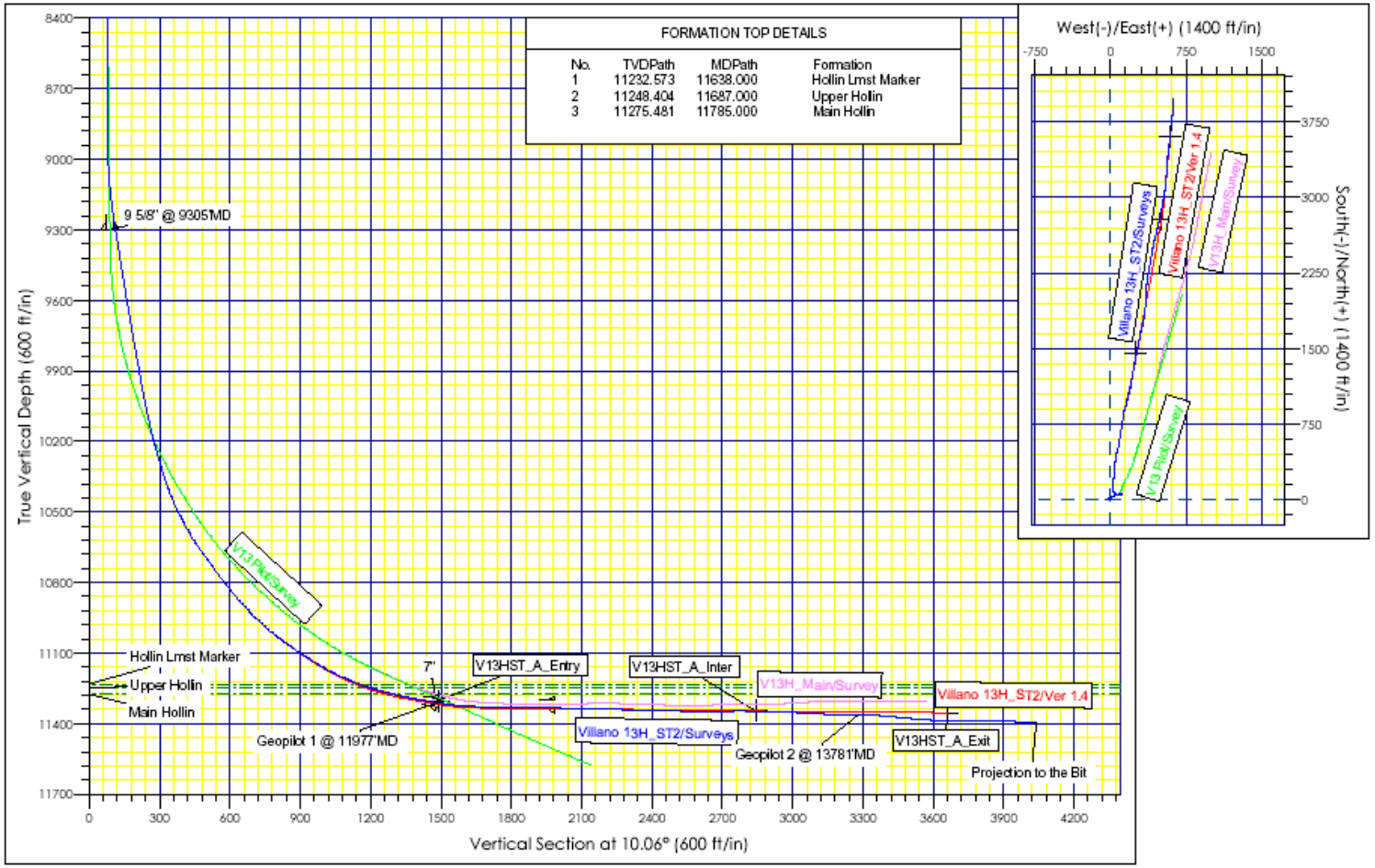
Una vez que la capa intermedia fue perforada con el Sistema Geo – Pilot, la compañía operadora estuvo en la capacidad de investigar las arenas y determinar la calidad de las mismas para las futuras producciones del pozo. A 13781 pies, una falla electrónica en el Geo – Pilot justificó el cambio de la herramienta.

Este BHA perforó 759 pies en 32.63 horas, lo que resultó en un ROP de 24 pies por hora. El perfil logrado se lo representa visualmente en la figura 3.6; y para una mejor apreciación, la figura 3.7 es una ampliación del plan horizontal logrado.

Realizado el cambio del BHA, los geólogos de la compañía operadora determinaron que la arena 4 no era lo que esperaban y tomaron la decisión de revisar la arena 5. El Sistema Geo – Pilot permitió navegar y pasar la arena 4, la capa lutítica entre estas, y navegar dentro de la arena 5 con 89 grados hasta los 14540 pies; profundidad total del pozo.

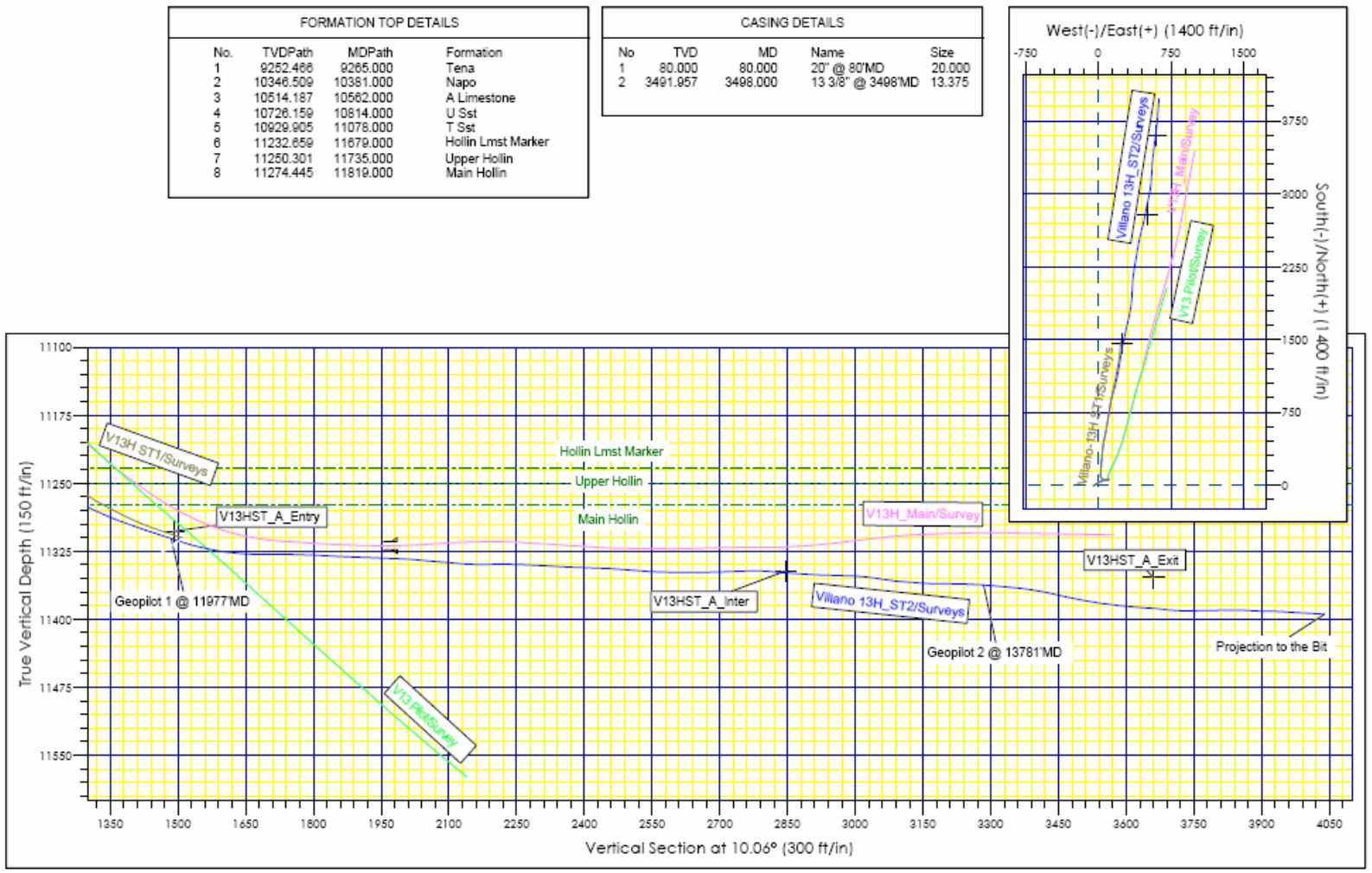
El Sistema Geo – Pilot tuvo un excepcional desempeño, permitiendo a los geólogos hacer todo lo que querían hacer. Ir hacia arriba, hacia abajo, laterales, etc. El Sistema fue capaz de perforar en esta sección ínter estratificada usando una caída de inclinación, en la mayoría del tiempo, con una deflexión del 80%.

Figura 3.6. Perfil del pozo 1



FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

Figura 3.7. Ampliación del Perfil del Pozo 1



FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

3.2.1.3 Ensamblajes de fondo

Los ensamblajes de fondo usados en la sección horizontal de este pozo se los describen en las tablas 3.2 y 3.3.

3.2.1.4 Parámetros de la perforación de los ensamblajes utilizados para la sección horizontal

Las tablas 3.4 y 3.5 presentan datos generales de la perforación de la sección en estudio.

Tabla 3.4. Parámetros de la Perforación de la sección de 6´´, BHA 1

PARAMETROS REGISTRADOS			
ACTIVIDADES (Horas)		**DISTANCIA (pies)**	
Perforando:	72,56	Deslizados:	1638
Rimando:	19,32	Rotados:	166
Circulando - Otros:	10,08	TOTAL:	1804
TOTAL:	101,96		
PESO BHA (libras)		**INCLINACIÓN (grados)**	
En el aire (Total):	180033	Entrada:	80,71
En el lodo (Total):	154514	Salida:	88,02
TORQUE (rotando)		**AZIMUT (grados)**	
Promedio:	6500	Entrada:	11,1
Máximo:	7000	Salida:	2,98
PRESIÓN DIFERENCIAL (lpc)		**ROP DESLIZANDO (pies/hora)**	
Promedio:	51	Promedio:	25
Máximo:	120	Máximo:	55
PESO LEVANTANDO/BAJANDO (lbf)		**ROP ROTANDO (pies/hora)**	
Promedio:	18000/20000	Promedio:	26
Máximo:	25000/25000	Máximo:	55

FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería

REALIZADO POR: Crespo Hugo

Tabla 3.2. Primer ensamblaje de fondo para la sección horizontal del Pozo 1

ITEM #	DESCRIPCIÓN	SERIE	OD (plgs.)	ID (plgs.)	PESO (lbs/pie)	LONGITUD (pies)
1	Broca PDC de calibre extendido	10730633	6	2,5	79,63	1,1
2	Geo - Pilot 5200	520004	5,25	1,62	66,75	16,17
3	Flex Collar No Magnetico	CP828257	4,75	1,62	53,37	11,53
4	Manga de 5 7/8''	CP849061	4,76	1,92	50,78	3,59
5	LWD SP4 de 4 3/4''	1072HGRA4	4,75	1,92	50,52	24,53
6	PWD de 4 3/4''	1063763	4,75	1,92	50,52	10,86
7	DWD HOC de 4 3/4''	184319	4,75	1,92	50,52	16,84
8	Estabilizador integral de 5 3/4''	GPS 0696	4,8	2,125	49,58	3,82
9	Float Sub	GPS 3237	4,75	2	49,69	2,93
10	HWDP 2 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	61,14
11	Martillo de perforación	3804765006	4,75	2,188	47,58	13,03
12	HWDP 2 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	61,41
13	DP (S) - 13.30# 66 x 3.5''		3,5	2,764	14,69	2099,25
14	HWDP 57 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	1738,81
15	DP (S) - 13.30# 69 x 3.5''		3,5	2,764	14,69	2194,53
16	Cross over Sub		4,75	1,938	50,34	3,31
17	HWDP 9 x 5''		5	3	49,3	271,52
18	Martillo de perforacion Hidro - mecanico 6.5''	7465121000	6,5	3	49,3	30,54
19	HWDP 32 x 5''		5	3	49,3	974,37
					TOTAL =	**7539,28**

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería

REALIZADO POR: Crespo Hugo

Tabla 3.3. Segundo ensamblaje de fondo para la sección horizontal del Pozo 1

ITEM #	DESCRIPCIÓN	SERIE	OD (plgs.)	ID (plgs.)	PESO (lbs/pie)	LONGITUD (pies)
1	Broca PDC de calibre extendido	10730632	6	2,5	79,63	1,1
2	Geo - Pilot 5200	520004	5,25	1,62	66,75	16,17
3	Flex Collar No Magnetico	CP828260	4,75	1,62	53,37	11,53
4	Manga de 5 7/8''	CP849061	4,76	1,92	50,78	3,59
5	LWD SP4 de 4 3/4''	1072HGRA4	4,75	1,92	50,52	24,53
6	PWD de 4 3/4''	1063763	4,75	1,92	50,52	10,86
7	DWD HOC de 4 3/4''	10537497	4,85	2,625	44,52	16,85
8	Estabilizador integral de 5 3/4''	GPS 0696	4,8	2,125	49,58	3,82
9	Float Sub	GPS 3237	4,75	2	49,69	2,93
10	HWDP 2 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	61,14
11	Martillo de perforacion	3804765006	4,75	2,188	47,58	13,03
12	HWDP 2 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	61,41
13	DP (S) - 13.30# 66 x 3.5''		3,5	2,764	14,69	2099,25
14	HWDP 57 x 3.5''		3,5	2,063	25,3	1738,81
15	DP (S) - 13.30# 69 x 3.5''		3,5	2,764	14,69	2194,53
16	Cross over Sub		4,75	1,938	50,34	3,31
17	HWDP 9 x 5''		5	3	49,3	271,52
18	Martillo de perforacion Hidro - mecanico 6.5''	7465121000	6,5	3	49,3	30,54
19	HWDP 32 x 5''		5	3	49,3	974,37
					TOTAL =	**7539,31**

FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Tabla 3.5. Parámetros de la Perforación de la sección de 6´´, BHA 2

PARAMETROS REGISTRADOS			
ACTIVIDADES (Horas)		**DISTANCIA (pies)**	
Perforando:	32,63	Deslizados:	620
Rimando:	5	Rotados:	139
Circulando - Otros:	4,5	TOTAL:	759
TOTAL:	42,13		
PESO BHA (libras)		**INCLINACIÓN (grados)**	
En el aire (Total):	179934	Entrada:	88,02
En el lodo (Total):	154428	Salida:	89
TORQUE (rotando)		**AZIMUT (grados)**	
Promedio:	7167	Entrada:	2,98
Máximo:	7500	Salida:	4,18
PRESIÓN DIFERENCIAL (lpc)		**ROP DESLIZANDO (pies/hora)**	
Promedio:	53	Promedio:	21
Máximo:	60	Máximo:	80
PESO LEVANTANDO/BAJANDO (lbf)		**ROP ROTANDO (pies/hora)**	
Promedio:	----	Promedio:	31
Máximo:	----	Máximo:	55

FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

3.2.2 RESEÑA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO 2

3.2.2.1 Objetivos

El pozo 2 es un pozo horizontal ubicado en la provincia de Pastaza. Sus coordenadas UTM son:

N 9’837.496.188 m

E 227.395.430 m

Para la sección horizontal de este pozo se planeó construir a 4.36° cada 100 pies hasta alcanzar los 89.5°. Alcanzada la horizontal, se pretendió navegar a través de la Arena 2 de Hollín.

3.2.2.2 Resultados

La sección horizontal se alcanzó perforando desde los 14242 pies hasta 14328 pies con un RPM de 120 a 140, logrando 9.83° cada 100 pies, alcanzando 90.25° de inclinación. Se continuó perforando hasta los 15077 pies. En este punto se realizó un viaje para asentar el zapato de la tubería de revestimiento, entonces se continuó perforando hasta los 15675 pies de MD, punto en el cual se sacó la sarta de perforación por problemas con el top drive. El top drive no pudo ser reparado totalmente por lo que al continuar la perforación se presentaron problemas en el desempeño de la herramienta. Desde los 15675 hasta los 16200 pies, no fue posible cambiar los parámetros de perforación para controlar la alta vibración presentada, por lo que la recepción de la señal del fondo del pozo no era buena. Se cambió el plan de pozo, por lo que fue necesario subir 7 pies de TVD, construyendo a 92.1°. Esto fue logrado con una deflexión de la herramienta 15 pies al 100%. Al final, el Sistema Geo – Pilot perforó 1958 pies hasta alcanzar la profundidad total a los 16200 pies. El perfil logrado se lo representa visualmente en la figura 3.8.

3.2.2.3 Ensamblaje de fondo

El ensamblaje de fondo usado en la sección horizontal del pozo se describe en la tabla 3.6.

3.2.2.4 Parámetros de la perforación del ensamblaje utilizado para la sección horizontal

En la tabla 3.7 se observan los diferentes motores usados para perforar el Pozo 2. Como se podrá observar, a excepción de la primera sección vertical, el Sistema Geo – Pilot ofrece mejores ratas de penetración que los motores convencionales, inclusive aquellos motores que se utilizaron para perforar secciones verticales. La tabla 3.8 presenta datos generales de la sección en estudio.

Tabla 3.7. Sumario de los motores empleados en la perforación del Pozo 2

Motor Run #	Manufacturer	Type	Lobe	OD (in)	Gauge (in)	Bend (deg)	Adj	DLS (Ori) (°/100')	ROP (Ori) (ft/hr)	ROP (Rot) (ft/hr)
1	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	17.250	1.15	N	2.90	59	61
2	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	17.250	1.15	N	0.25	4	37
3	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	17.250	1.15	N	3.38	15	22
4	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.125	1.15	N	3.40	15	32
5	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.125	1.15	N	0.00	1	20
6	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.125	1.15	N	3.55	9	10
7	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.125	1.15	N	0.00	0	29
8	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.125	1.15	N	0.26	2	12
9	SSDS	SperryDrill	6/7	9.625	12.000	1.15	N	0.60	3	20
10	SSDS	SperryDrill	6/7	6.750	8.125	1.15	N	3.60	8	18
11	SSDS	SperryDrill	6/7	6.750	8.250	1.15	N	1.97	10	24
12	SSDS	SperryDrill ABI	6/7	6.750	8.250	1.50	N	2.10	5	10
13	SSDS	SperryDrill ABI	6/7	6.750	8.250	1.50	N	6.00	5	13
14	Sperry	GP 5200	/	4.750	5.250	0.00	N		39	40

FUENTE: Sperry Drilling Services. Departamento de Ingeniería.

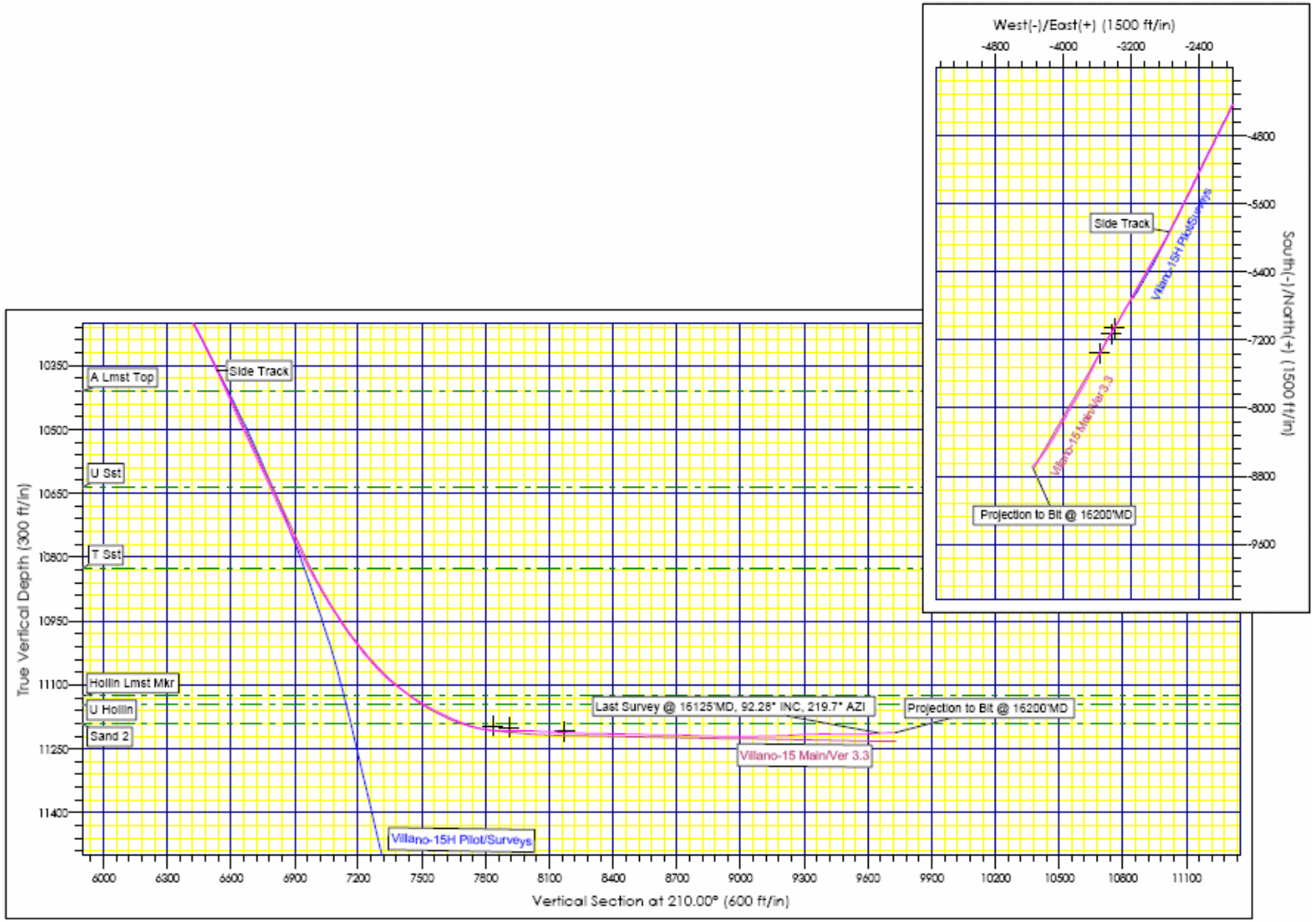
Tabla 3.8. Parámetros de la Perforación de la sección de 6''

PARAMETROS REGISTRADOS			
ACTIVIDADES (Horas)		**DISTANCIA (pies)**	
Perforando:	49,91	Deslizados:	1848
Rimando:	6,17	Rotados:	110
Circulando - Otros:	10	TOTAL:	1958
TOTAL:	66,08		
PESO BHA (libras)		**INCLINACIÓN (grados)**	
En el aire (Total):	79127	Entrada:	82,88
En el lodo (Total):	67308	Salida:	90
TORQUE (rotando)		**AZIMUT (grados)**	
Promedio:	15500	Entrada:	211,32
Máximo:	16000	Salida:	219,7
PRESIÓN DIFERENCIAL (lpc)		**ROP DESLIZANDO (pies/hora)**	
Promedio:	53	Promedio:	39
Máximo:	100	Máximo:	95
PESO LEVANTANDO/BAJANDO (lbf)		**ROP ROTANDO (pies/hora)**	
Promedio:	55000/40000	Promedio:	40
Máximo:	65000/50000	Máximo:	110

FUENTE: Sperry Drilling Services. Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Figura 3.8. Perfil del Pozo 2



FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

Tabla 3.6. Ensamblaje de fondo utilizado para la sección horizontal del Pozo 2

ITEM #	DESCRIPCIÓN	SERIE	OD (plgs.)	ID (plgs.)	PESO (lbs/pie)	LONGITUD (pies)
1	Slickbore	1093,9283	6	2,5	79,63	1,12
2	Geo - Pilot 5200	TL062	4,75	2,25	46,84	16,29
3	Flex drill collar battery	101,2468	4,75	2,625	41,95	11,46
4	ILS No magnético	101,5522	4,75	2,625	41,95	3,58
5	PWD Pressure	16,5228	4,75	2,625	41,95	10,86
6	Slimphase 4 w/DGR de 4 3/4" & EWR fase 4	1173H1GR4	4,75	2,25	46,84	24,45
7	SHOC	21,876	4,75	2,625	41,95	16,84
8	Float Sub	47,5314	4,625	2,25	43,7	2,87
9	3 HWDP		3,5	2,063	25,3	91,31
10	Martillo de perforación inferior	478,8503	4,75	2,25	46,84	15,47
11	18 HWDP		3,5	2,063	25,3	550,05
12	60 DP - 13.30#		3,5	2,764	14,69	1874,4
13	8 HWDP		3,5	2,063	25,3	241,85
14	Martillo de perforación superior	476,5006	4,75	2,25	46,84	12,95
15	18 HWDP		3,5	2,063	25,3	547,39
16	21 DP - 13.30#		3,5	2,764	15,04	655,64
17	Cross over sub		6,438	2,25	97,39	0,96
18	Cross over sub		6,875	2,75	106,27	1,85
					TOTAL =	**4079,34**

FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

3.2.3 ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO

3.2.3.1 Introducción

El estudio técnico comparativo de los pozos 1 y 2, se realizó con pozos de similares características. Estas características son referidas a profundidades, distancias navegadas, formaciones atravesadas y horas de perforación. Estos pozos tendrán una denominación referencial debido a las restricciones por parte de las compañías operadoras para divulgar información pertinente a las mismas. Vale recalcar que los datos aquí empleados fueron facilitados por el Departamento de Ingeniería de Halliburton – Sperry Sun, empresa encargada de la perforación de los pozos en estudio.

Para el pozo 1, se han denominado a los pozos de comparación como: A1, B1 y C1. En el caso del pozo 2, los pozos fueron detallados como: A2, B2 y C2.

3.2.3.2 Análisis técnico del Pozo 1

La comparación técnica del pozo 1 se la realizó con otros tres pozos que fueron perforados con motores convencionales de desplazamiento positivo. En el sub – capítulo 3.2.1 se mostró en los resultados, que fueron necesarios dos BHA; ambos implementados con el Sistema Geo – Pilot, en la sección horizontal. Sin embargo, para denominar a un pozo como horizontal, su inclinación con respecto a la vertical debe considerarse entre los 89 y 91 grados, por lo que para el análisis comparativo se han tomado los resultados del segundo BHA; que es el que cumple con estos parámetros, aunque el BHA 1 muestra sorprendentes resultados en cuanto a parámetros de perforación desviada se refiere. La tabla 3.9 presenta los datos resultantes de cada una de las perforaciones de los pozos en estudio.

Tabla 3.9. Datos de la Perforación de los Pozos 1, A1, B1 y C1

Parámetros		Pozos Analizados			
		Pozo 1	**Pozo "A 1"**	**Pozo "B 1"**	**Pozo "C 1"**
Tiempo (hrs.)	Perforando:	32,63	17,25	45,75	50,42
	Rimando:	5	0	0,75	0,25
	Circulando:	4,5	5,25	14	9,83
	Total:	42,13	22,5	60,5	60,5
Tasa de Penetración (pies/hora) Promedio	Rotando:	31	29	23	21
	Deslizando:	21	26	13	14
Torque Perforando (pies - libras)	Promedio:	7167	11000	8167	19000
	Máximo:	7500	11000	9000	20000
Distancia Perforada (Pies)		759	485	977	967

FUENTE: Sperry Drilling Services – Departamento de Ingeniería.

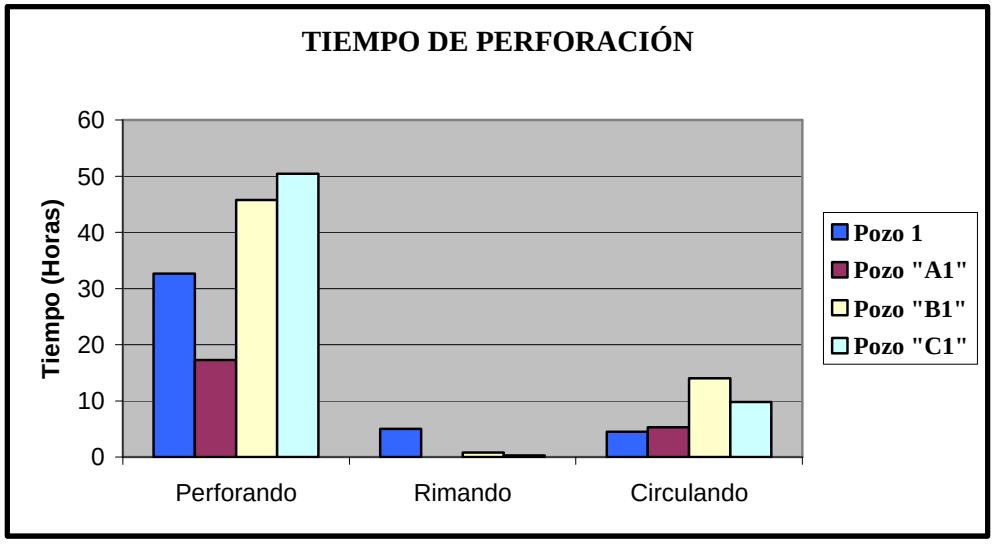
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

A pesar de que el pozo 1 alcanzó una menor distancia horizontal que los pozos B1 y C1, en los tiempos de perforación mientras se rota se nota que el pozo 1 manejó un tiempo menor a lo de los pozos mencionados (B1 y C1). Esto quiere decir que si se igualan los tiempos de penetración promedio mientras se rota, el pozo 1 alcanzaría una distancia de 1162 pies; lo que significan 185 pies más que el mayor en distancia de los pozos en estudio. Y, si se igualan los tiempos a los del pozo 1, el pozo B1, el mayor en distancia alcanzada, tendría una distancia de 678 pies; lo que corresponde a un 10,6% menos de distancia que el pozo 1. Para ambos casos se tiene una mejora de entre el 10 y el 16% en la eficiencia en el uso del taladro y del tiempo de perforación. Los tiempos de perforación son denotados de mejor manera en la figura 3.9.

Pese a que el tiempo de circulación no es un parámetro que dependa directamente del tipo de perforación implementada, es notorio que en el pozo 1 se empleó un

menor tiempo que en los otros casos. Gracias a esto, el tiempo se reduce y, por ende, los costos se reducen.

Figura. 3.9. Valores obtenidos de la perforación de los pozos 1, A1, B1 y C1

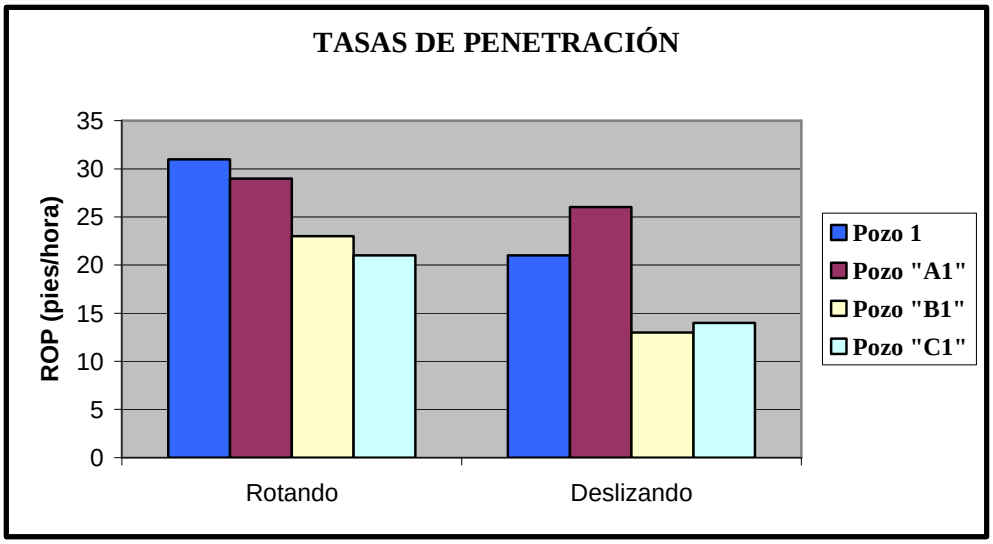


FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Como se mencionó en el capítulo uno, el Sistema Dirigible Rotatorio Geo – Pilot ofrece mejores ratas de penetración; medida que es justificada en la práctica. El pozo 1 además de ofrecer un ROP mayor, disminuye los torques. Si se observan las figuras 3.10 y 3.11, correspondientes a las comparaciones de tasas de penetración y torque, respectivamente, se puede observar que el pozo 1 tiene un ROP promedio mientras se rota de 31 pies por hora, y que su inmediato seguidor, el pozo A1, resulta en 29 pies por hora. Ahora bien, los valores de torque son los que entran en juego en esta parte, ya que el pozo 1 reduce el torque de manera drástica además de mencionar que el pozo A1 tan solo alcanza 485 pies de longitud horizontal. Esto significa que el pozo 1 resultó en un hueco que presentó menor esfuerzo de los equipos, una mayor calidad y, sobre todo, una mayor eficiencia que el de los otros tres pozos. Como complemento del estudio del pozo 1, la figura 3.12 muestra de manera visual los datos de las distancias logradas por los pozos en mención.

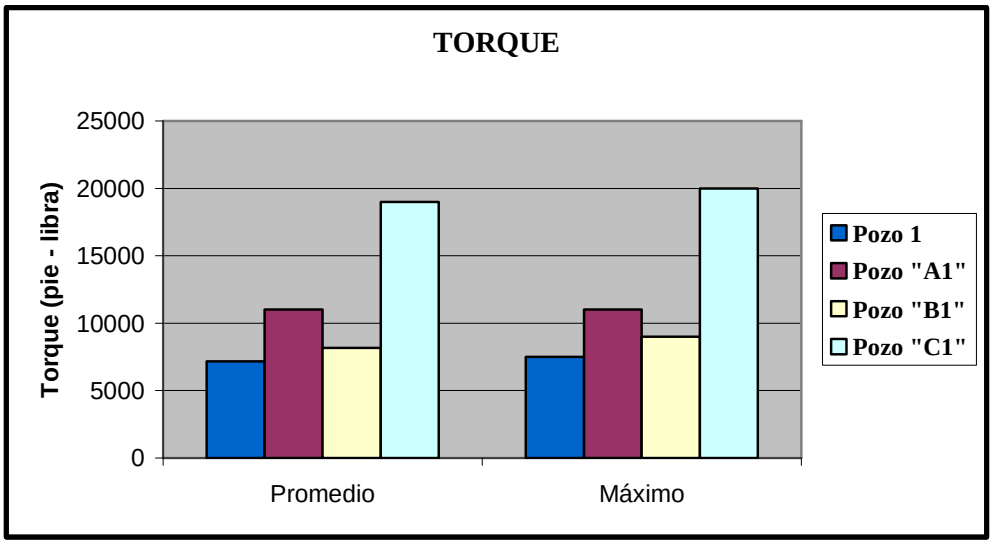
Figura 3.10. Valores obtenidos de las Tasas de Penetración de los pozos 1, A1, B1 y C1



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

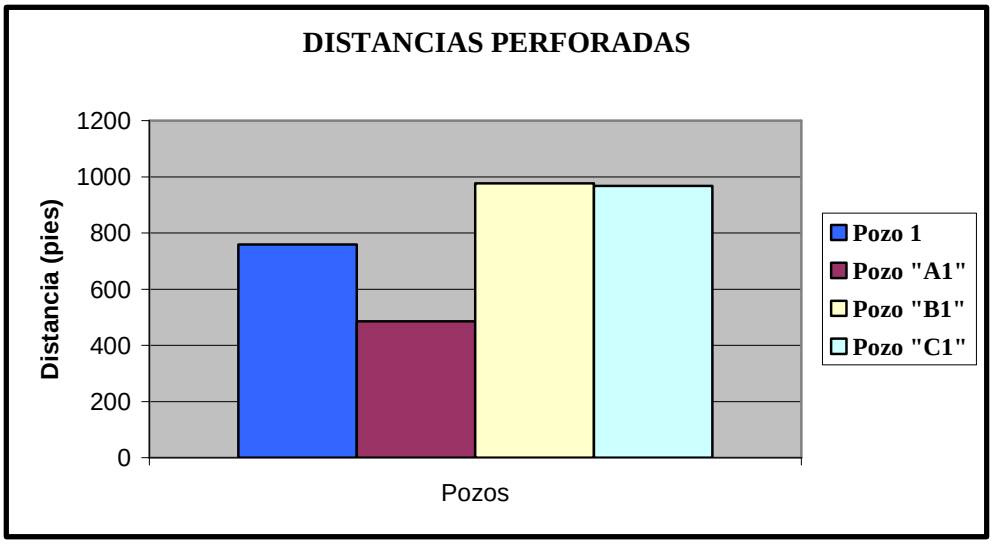
Figura 3.11. Valores obtenidos de los Torques de los pozos 1, A1, B1, y C1



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Figura 3.12. Valores obtenidos de las Distancias Perforadas de los Pozos 1, A1, B1 y C1



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

3.2.3.3 Análisis técnico del pozo 2

A diferencia del pozo 1, A1, B1 y C1; los pozos que a continuación se analizan tienen una mayor profundidad y un alcance horizontal más grande. La tabla 3.10 resume los principales parámetros de las perforaciones de los pozos 2, A2, B2 y C2.

A diferencia del análisis anterior, los tiempos de perforación total de las secciones horizontales de los pozos 2, A2, B2 y C2 se asemejan en este caso. Sin embargo, el tiempo de rotación en el pozo 1, es mayor, por lo que la tecnología “point the bit” justifica su utilización, y, como se lo mencionó anteriormente, esto resulta en un pozo más uniforme y de mejor calidad ya que se aminora la severidad del dog leg. Por otro lado, al observar la poca diferencia en los tiempos totales de perforación, el alcance horizontal logrado es muy diferente. El pozo 1 supero en casi el 100% las distancias logradas en los otros pozos. Las figuras 3.13 y 3.14 reflejan de manera visual las conclusiones anotadas.

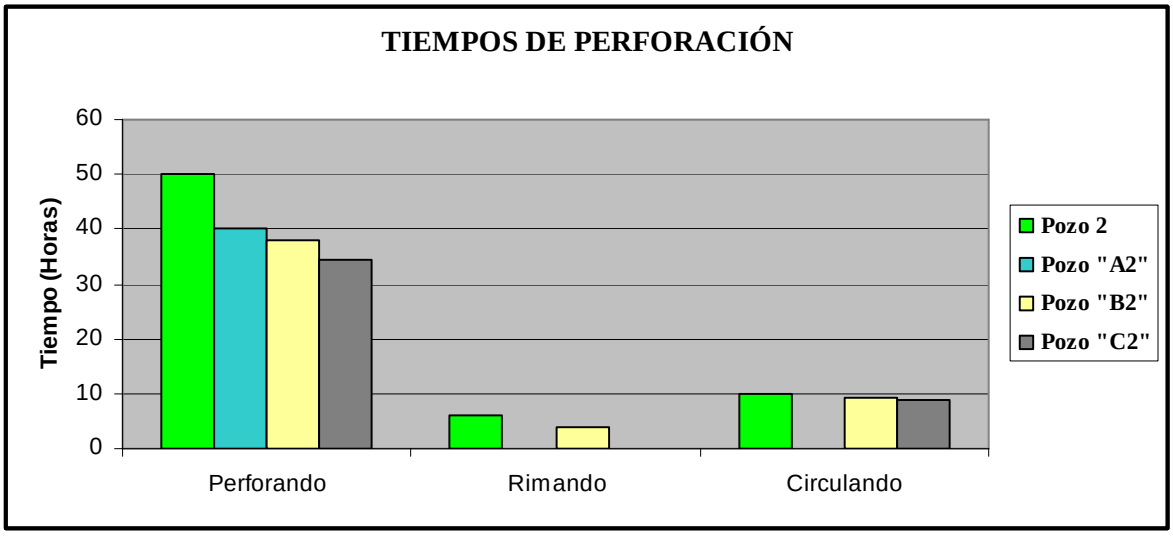
Tabla 3.10. Datos de la Perforación de los Pozos A2, B2 y C2

		Pozos Analizados			
Parámetros		**Pozo 2**	**Pozo "A2"**	**Pozo "B2"**	**Pozo "C2"**
Tiempo (hrs)	Perforando:	49,91	40	38,08	34,5
	Rimando:	6,17	0	3,94	0
	Circulando:	10	0	9,25	9
	Total:	66,08	40	51,27	43,5
Tasa de Penetración (pies/hora)	Rotando:	40	34	0	33
	Deslizando:	39	13	29	15
Torque Perforando (pies - libras)	Promedio:	15500	17000	13875	12500
	Máximo:	16000	17000	15000	13000
Distancia Perforada (Pies)		1958	1168	1116	1000

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

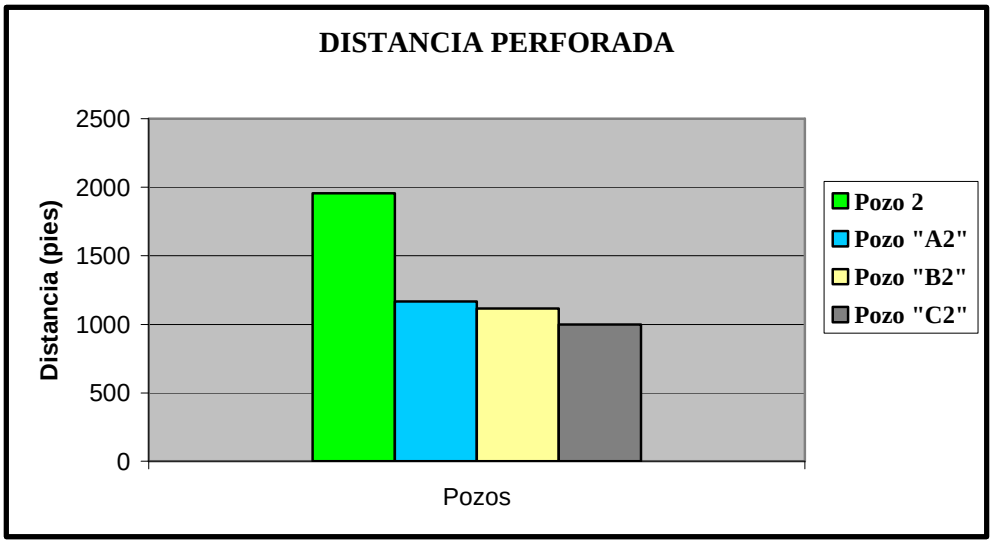
Figura 3.13. Valores obtenidos de los Tiempos de Perforación de los pozos 2, A2, B2 y C2



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Figura 3.14. Valores obtenidos de las Distancias perforadas en los pozos 2, A2, B2 y C2



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

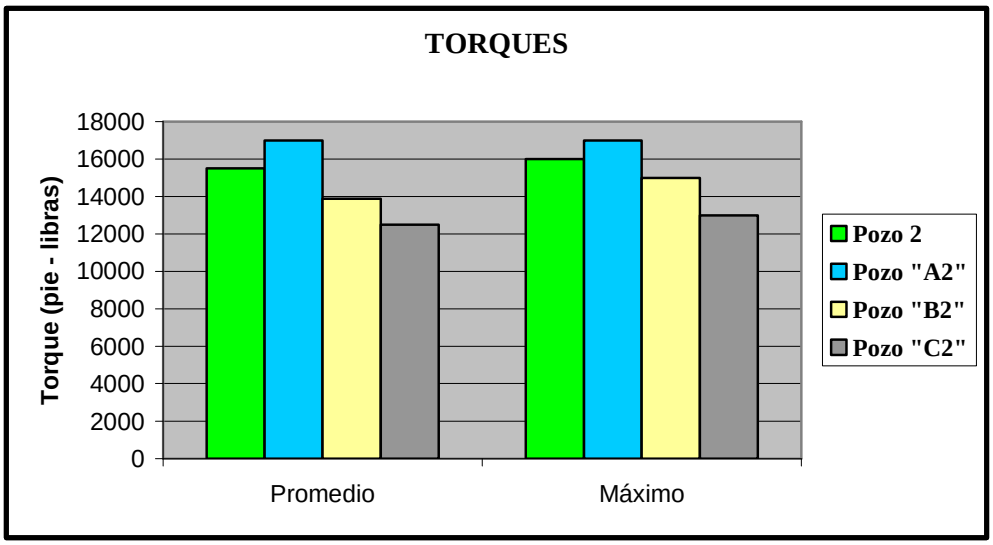
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

A pesar de que el alcance del pozo 2 es mucho mayor, los valores del torque resultante no difieren el uno con los otros. En la figura 3.15 se observan que los valores promedio del torque varían entre sí ± 2000 pies – libra, lo que implica que el esfuerzo generado al equipo de perforación es casi el mismo.

Concluyendo el análisis, se observa que las tasas de penetración también son superiores en el pozo 2; tanto en la rotación como en el deslizamiento. Estadísticamente representa un 17% más de tasa de penetración que el pozo A2 al momento de rotar y un 200% cuando se desliza. Esto se observa en la figura 3.16.

Es meritorio mencionar que el pozo 2, hasta el momento es el de mayor alcance horizontal perforado en el Ecuador con un solo BHA, a pesar de los problemas presentados en la perforación como se lo mencionó en los resultados del historial de este pozo; lo que deriva en un gran logro para la historia de la perforación dirigida en el país, lo que refleja las grandes ventajas que ofrece el Sistema Geo – Pilot.

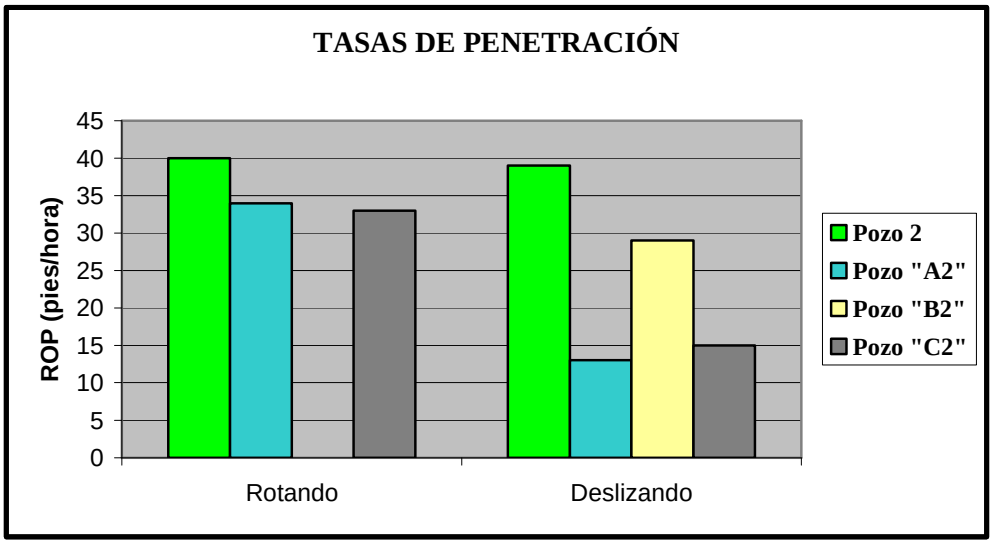
Figura 3.15. Valores obtenidos de los Torques en los pozos 2, A2, B2 y C2



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Figura 3.16. Valores obtenidos de las Tasas de Penetración en los pozos 2, A2, B2 y C2



FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Este capítulo tiene como objetivo demostrar la eficiencia del Sistema Geo – Pilot en los trabajos de perforación de manera técnica y económica. Como se explicó anteriormente, las secciones analizadas en este estudio corresponden a tramos perforados horizontalmente, en huecos con un diámetro de 6 pulgadas. Por lo que solo se consideran dichos tramos sin importar el historial total de cada uno de los pozos en cuestión.

Para realizar el análisis técnico económico se utilizan parámetros como los tiempos de perforación, eficiencia de las distancias logradas y torques. El costo del taladro y todos los rubros que implican la perforación de un pozo se los promedia en 60000 dólares por día.

4.1 ANÁLISIS DEL POZO 1

Para el pozo 1, se realizó el siguiente análisis técnico económico:

Como se revisó en el capítulo tres, el Sistema Geo – Pilot aminora los tiempos de taladro y brinda una mayor eficiencia en la perforación. La tabla 4.1 muestra los tiempos de los pozos analizados.

El pozo 1 presenta un aminoramiento en el tiempo total de perforación del 43,6%; lo que en valores numéricos significan 26160 dólares de ahorro para la compañía operadora.

Tabla 4.1. Tiempos de Perforación

Trabajos	Pozo 1	Pozo "A1"	Pozo "B1"	Pozo "C1"
Perforando	32,63	17,25	45,75	50,42
Rimando	5	0	0,75	0,25
Circulando	4,5	5,25	14	9,83
Total:	42,13	22,5	60,5	60,5

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

De igual manera, el tiempo de circulación en el pozo 1 es menor que en los otros casos, aunque hay que notar que el tiempo de circulación es un parámetro que depende más de las circunstancias propias de cada operación de perforación; aunque indirectamente se podría señalar que el menor tiempo de circulación puede ser el resultado de una perforación de mayor calidad. Vale recordar que como resultado técnico de la perforación, la distancia lograda por el pozo 1, pese a ser menor que la de los pozos B1 y C1, es más eficiente ya que las ratas de perforación fueron mayores en el pozo 1; por lo que el desempeño demostrado por el Sistema Geo – Pilot no solo ocasiona ahorros para la empresa, sino también mayores distancias en relación al tiempo de perforación. La tabla 4.2 resume las distancias logradas en cada uno de los pozos en estudio.

Tabla 4.2. Distancias logradas en los pozos 1, A1, B1 y C1

	Pozo 1	Pozo "A1"	Pozo "B1"	Pozo "C1"
Distancia (Pies)	759	485	977	967

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

4.2 ANÁLISIS DEL POZO 2

Para el caso del pozo 2, los resultados económicos precisamente no significan ahorro para la empresa, pero el desempeño técnico logrado justifica su uso. Si bien la inversión inicial en el pozo es mayor que la de los otros en estudio, al momento de

la producción se verán los réditos. Estas presunciones se las justifica a continuación. La tabla 4.3 muestra los tiempos logrados por cada uno de los pozos durante sus respectivas perforaciones.

Tabla 4.3. Tiempos logrados en los Pozos 2, A2, B2 y C2

Parámetros		Pozo 2	Pozo "A2"	Pozo "B2"	Pozo "C2"
Tiempo (hrs)	Perforando:	49,91	40	38,08	34,5
	Rimando:	6,17	0	3,94	0
	Circulando:	10	0	9,25	9
	Total:	66,08	40	51,27	43,5

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

Las relaciones entre los tiempos totales muestran claramente que el Pozo 2 empleó mayor tiempo de perforación; que en valores monetarios se tendrían los siguientes resultados mostrados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Costos de taladro de perforación para cada una de las secciones horizontales de los Pozos 2, A2, B2 y C2

	Tiempos Totales (Horas)	Costo de Perforación (USD)
Pozo 2	66,08	165200
Pozo "A2"	40	100000
Pozo "B2"	51,27	128175
Pozo "C2"	43,5	108750

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.

REALIZADO POR: Crespo Hugo.

El pozo perforado mediante el Sistema Geo – Pilot tuvo un costo 29% mayor que su inmediato seguidor. Obviamente, estos resultados pueden ser motivo para la no aprobación de la implementación del sistema en estudio, aunque los datos arrojados en otros parámetros demuestran que su utilización no fue una mala decisión. La tabla 4.5 muestra las distancias logradas por cada uno de los pozos analizados.

Tabla 4.5. Distancias logradas por los Pozos 2, A2, B2 y C2

	Pozo 2	Pozo "A2"	Pozo "B2"	Pozo "C2"
Distancias (pies)	1958	1168	1116	1000

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

El pozo 2 alcanzó un 67% más de distancia recorrida que el pozo “A2”. Aunque los tiempos usados por los pozos no son los mismos, de igual manera se pueden relacionar las distancias con las tasas de penetración registradas si se los somete al mismo tiempo de perforación. Los resultados de esta simulación se observan en la tabla 4.6.

Tabla 4.6. Simulación de las distancias logradas al igualar los tiempos de perforación

	Tiempo de Perforación Asumido	
	40 horas	49 horas
	Distancia Lograda (pies)	
Pozo 2	1598	1958
Pozo "A2"	1168	1474
Pozo "B2"	1058	1377
Pozo "C2"	835	1495

FUENTE: Sperry Drilling Services - Departamento de Ingeniería.
REALIZADO POR: Crespo Hugo.

De la tabla 4.6 se puede deducir que el pozo 2, a un tiempo de perforación de 40 horas, logra un 37% más de distancia que el pozo “A2”; mientras que para un tiempo de 49 horas, un 31% mayor que el pozo “C2”.

Todos estos parámetros serán de gran importancia al momento de producir el pozo, ya que se aprovechará de mejor manera la permeabilidad del pozo, la conectividad entre las posibles fracturas presentes y así el volumen extraído justificará el mayor tiempo empleado por el Sistema Geo – Pilot.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Como se ha explicado, el Geo – Pilot es una herramienta dirigible rotatoria. Lo que significa que no se depende del deslizamiento para producir un pozo desviado. En alcances de gran extensión y aplicaciones horizontales, donde la transferencia de peso a la broca es un problema, la dirigibilidad del pozo puede ser lograda más efectivamente.

- La limpieza del hueco es mejorada debido a que la tubería rota mientras se dirige el pozo y se está perforando. La densidad equivalente de circulación se mantendrá constante, en lugar de la oscilación, de ésta mientras el hueco es cargado con cortes mientras se desliza.

- La calidad del hueco usando las brocas de calibre extendido junto con Geo – Pilot presenta una mejora significante, con una menor micro – tortuosidad, menores factores de fricción, corridas de tubería de revestimiento más fáciles y mayor paso del collar máximo por el diámetro. Actualmente el sistema Geo – Pilot es la única herramienta dirigible rotatoria que usa brocas de calibre extendido.

- Se puede usar un mayor RPM ya que no hay doblamiento en el motor de lodo que limita el RPM.

- La vibración de fondo se reduce usando tecnología de brocas de calibre extendido, incrementando la confiabilidad de las herramientas de MWD y del Geo – Pilot.

- Es posible dirigir el pozo con un mayor grado de control debido a la presencia de medidas promedias cercanas a la broca, y características tales como el control del curso, por lo que es posible obtener continuos perfiles del pozo.

- Se puede programar la dirección del Geo – Pilot de manera remota o manual. En cuestión de minutos, se puede cambiar la dirección del Geo – Pilot usando la unidad de control de superficie INSITE.

- Se elimina el tiempo empleado para orientar la toolface en un deslizamiento convencional.

- Después de las primeras experiencias con el Sistema Geo – Pilot,se puede reealizar una mejor planeación de pozo y mejorar la geo navegación y prácticas de perforación.

5.2 RECOMENDACIONES

- El sistema Geo – Pilot presenta muchas ventajas sobre los sistemas de perforación dirigibles. Con el incremento en la complejidad de los perfiles de los pozos que están siendo requeridos dentro de la industria, algunos pozos simplemente no son recomendados económicamente para perforar con tecnología convencional.

- Debido en muchos casos a la explotación innecesaria de recursos naturales por las ubicaciones de pozos petroleros, este tipo de sistemas es recomendado para reducir el impacto medio ambiental, ya que varios pozos pueden ser dirigidos desde un mismo pad, reduciendo inclusive costos de movilización.

- Para un mejor desempeño del Sistema Geo – Pilot, es recomendable utilizar brocas de calibre extendido.

- Cuando se perfora un campo nuevo y teniendo un presentimiento de las "reacciones" del sistema mientras se perfora en las diferentes formaciones con arreglos determinados, se puede desarrollar un plan para estar prevenidos ante las tendencias de las formaciones y ser capaces de reaccionar rápidamente a cambios drásticos en la inclinación debido a la dureza de las formaciones.

- El Sistema Geo – Pilot es capaz de perforar verticalmente; crear el kick off de la vertical; construir, tumbar, aterrizar horizontalmente y geo navegar complejamente. Todo esto llevado a cabo sin viajes para cambio de BHA, estabilización o reprogramación requeridos; por lo que se recomienda su implementación en todas las etapas de la perforación.

BIBLIOGRAFÍA

- SPE 104268, T. Warren, Tesco Corp. “Steerable Motors Hol Out against Rotary Steerables”. Septiembre 2006.
- Geo – Pilot Rotary Steerable System, field operations manual.
- Huato Cárdenas Tatiana Ibeth, “Estudio del Sistema Slickbore para perforación dirigida de pozos petroleros”. Proyecto de Tesis. Marzo 2006.

ANEXOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- M. W. D.: Measurement while drilling. Midiendo mientras se perfora.
- L. W. D.: Logging while drilling. Registrando mientras se perfora.
- K. O. P.: Kick off point. Punto de desvío.
- B. U. R.: Build up rate. Tasa de construcción de la curva.
- E. O. B.: End of build. Fin de construcción de la curva.
- T. V. D.: Total vertical deep. Profundidad vertical total.
- B. H. A.: Bottom hole assambly. Ensamblaje de fondo.
- D. C.: Drill collars. Collares de perforación.
- H. W. D. P.: Heavy weight drill pipe. Tubería de perforación pesada.
- W. O. B.: Weight on the bit. Peso sobre la broca.
- P. D. M.: Positive displacement motor. Motor de desplazamiento positivo.
- R. P. M.: Revoluciones por minuto.
- Kh: Permeabilidad horizontal.
- Kv: Permeabilidad vertical.
- L. C. M.: Lost circulation material in the mud system. Material de circulación perdido en el sistema de lodos de perforación.
- W. O. C.: Water oil contact. Contacto agua - petróleo.
- G. O. C.: Gas oil contact. Contacto gas - petróleo.
- F. E. W. D.: Formation evaluation while drilling. Evaluación de formaciones mientras se perfora.
- E. R. D.: Extend reach drilled. Pozo perforado de largo alcance.
- R. S. S.: Rotary steerable systems. Sistemas dirigibles rotatorios.
- R. O. P.: Rate of penetration. Rata de penetración.