

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA ELECTROMAGNÉTICO PARA TRANSMISIÓN DE DATOS DE FONDO A SUPERFICIE MIENTRAS SE PERFORA

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

RICHARD HUGO TORRES VILLACÍS
ricardotorres33@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc
valentr@server.epn.edu.ec

Quito, Abril 2008

DECLARACIÓN

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

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Richard Hugo Torres Villacís

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue desarrollado por Richard Hugo Torres Villacís, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia

DIRECTOR DEL PROYECTO

DEDICATORIA

Por la forma en cómo me ha enseñado a afrontar la vida, por su constante lucha, por sus sueños, sus lágrimas, su infaltable alegría, por todo lo que ha sido para mi hermana y para mí. Con mucho amor y eterna gratitud este proyecto de titulación se lo dedico a mi madre, Elizabeth.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la oportunidad de tener lo que tengo, por permitirme cumplir mis metas, estar vivo y revelarme que la fe y la paciencia son los artífices del éxito. A mi padre Hugo, mi hermana Verónica, a mi novia Alicia por su ayuda y compañía. A toda mi familia por creer en mí y apoyarme en todo momento.

A la Escuela Politécnica Nacional, que ha forjado mi perfil profesional y me ha dado las herramientas para afrontar una sociedad decadente de técnicos emprendedores. Y más allá de la enseñanza de primer nivel, la universidad me mostró seres humanos increíbles, compañeros inolvidables, testigos de una vida politécnica llena de alegría, humildad, y sacrificio. Recuerdos y anécdotas que perdurarán en el tiempo.

A Halliburton, prestigiosa empresa de servicios petroleros, por abrirme las puertas para realizar este proyecto en Sperry Drilling Services, representada por el Ing. Orlando López, Country Manager. Gracias a todo el equipo por compartir sus conocimientos de manera desinteresada y abierta.

Al Ing. Carlos Forero y Carlos Realpe, por confiar en mí y proveerme las herramientas necesarias para la elaboración de este proyecto.

Al Ing. Raúl Valencia, docente de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional y director del presente proyecto al transmitir sus ideas y experiencia.

CONTENIDO

CAPITULO I	
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	1
1.1 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN.....	1
1.2 SISTEMAS DEL TALADRO DE PERFORACIÓN.....	1
1.2.1 Sistema de Soporte Estructural y Elevación	1
<i>1.2.1.1 Equipo de elevación</i>	<i>2</i>
1.2.1.1.1 Aparejo de Herramientas Suspendidas	3
1.2.2 Sistema de Rotación.....	4
<i>1.2.2.1 Componentes de Rotación</i>	<i>4</i>
1.2.3 Sistema de Circulación.....	8
<i>1.2.3.1 Fluidos de Perforación.....</i>	<i>9</i>
1.2.3.1.1 Tipos de fluidos de perforación	10
1.2.3.1.2 Propiedades del Fluido de Perforación	10
1.2.3.1.3 Propiedades especiales del fluido de perforación.....	11
<i>1.2.3.2 Equipos de Circulación</i>	<i>13</i>
1.2.3.2.1 Tanques de succión, líneas de descarga y regreso.....	14
1.2.3.2.2 Refracciones y Reflexiones acústicas.....	14
1.2.3.2.3 Bombas de lodo	16
1.2.3.2.4 Dampeners	20
1.2.3.2.5 Tubería Parada y Manguera Flexible.....	21
<i>1.2.3.3 Área de Preparación del Lodo</i>	<i>21</i>
1.2.4 Sistema de Generación y Transmisores de potencia.....	21
1.2.5 Sistema de Prevención de Reventones o Surgencias	21
1.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	22
1.4 PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	25
1.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL	25
1.5.1 Clasificación de pozos por su BUR (Build Up Rate)	26
1.6 PERFORACIÓN BAJO BALANCE.....	27
1.7 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.....	28
1.8 HERRAMIENTAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	32
1.8.1 Motores	32
1.9 SISTEMAS DE COORDENADAS Y POSICIONAMIENTO.....	33
1.9.1 Cálculos de la Trayectoria	34
1.9.2 Plan direccional.....	35
1.10 DISPOSITIVOS PARA LA MEDICIÓN DE UNA DIRECCIÓN	36
1.10.1 Instrumentos Giroscópicos.....	37
1.11 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MWD.....	37
1.11.1 Parámetros a Medirse con el Sistema MWD.....	39
<i>1.11.1.1 Detección de presiones</i>	<i>39</i>
1.12 ELECTRICIDAD BÁSICA.....	41

1.13 CONCEPTOS BÁSICOS DE TELEMETRÍA.....	43
1.13.1 Sistemas de Telemetría	44

CAPITULO II

TIPOS Y SISTEMAS DE TELEMETRÍA	46
---	-----------

2.1 TELEMETRÍA CON CABLE.....	46
--------------------------------------	-----------

2.1.1 Telemetría con cable de acero (Wireline).....	46
---	----

2.1.1.1 <i>DITS (Digital Interactive Telemetry System)</i>	47
--	----

2.1.2 Telemetría con fibra óptica	48
---	----

2.2 TELEMETRÍA SIN CABLE (WIRELESS).....	48
---	-----------

2.2.1 Telemetría Acústica	48
---------------------------------	----

2.2.1.1 <i>Sensor ABI</i>	50
---------------------------------	----

2.2.1.2 <i>Telemetría acústica como sistema MWD</i>	51
---	----

2.2.2 Telemetría por pulsos de lodo.....	54
--	----

2.2.2.1 <i>Sistema de Telemetría de Pulso de Lodo Negativo</i>	55
--	----

2.2.2.1.1 Detección	57
---------------------------	----

2.2.2.1.2 Amplitud del pulso negativo	59
---	----

2.2.2.2 <i>Sistema de Telemetría de Pulso de Lodo Positivo</i>	59
--	----

2.2.2.2.1 Pulsador	60
--------------------------	----

2.2.2.2.2 Transmisión de datos	61
--------------------------------------	----

2.2.2.2.3 Parámetros de operación.....	62
--	----

2.2.2.2.4 Factores de fondo que afectan a la detección	63
--	----

2.2.2.2.5 Factores de superficie que afectan a la detección:.....	64
---	----

2.2.2.2.6 Factores que afectan a la amplitud del pulso positivo.....	64
--	----

2.2.3 Sistema de Telemetría Electromagnético	65
--	----

2.2.3.1 <i>Componentes del sistema</i>	67
--	----

2.2.3.2 <i>Transmisión de la información</i>	68
--	----

2.2.3.3 <i>Señal con ruido (Signal to Noise Ratio – SNR)</i>	71
--	----

2.2.3.4 <i>Equipos de superficie y de fondo</i>	71
---	----

2.2.3.5 <i>Pérdida de la señal</i>	72
--	----

2.2.3.6 <i>Codificación de la señal</i>	72
---	----

2.2.3.7 <i>Observaciones generales de las antenas</i>	74
---	----

2.2.3.8 <i>Opciones de colocación de la antena</i>	75
--	----

2.2.3.9 <i>Rangos de impedancia</i>	77
---	----

2.2.3.10 <i>Uso de repetidores</i>	78
--	----

2.2.3.11 <i>Comunicación bidireccional</i>	79
--	----

2.2.3.12 <i>Efecto de extinción</i>	79
---	----

2.2.3.13 <i>Aplicaciones sobre balance y observaciones del Sistema</i>	82
--	----

2.2.3.14 <i>Introducción al Software DrilQuest</i>	83
--	----

2.2.3.14.1 Parámetros de funcionamiento	85
---	----

2.2.3.14.2 Análisis Interpretativo	86
--	----

CAPITULO III	
ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TELEMETRÍA DE PULSOS DE LODO CON LA TELEMETRÍA ELECTROMAGNÉTICA.....	101
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS	101
3.1.1 Principios físicos de transporte de información.....	101
3.1.2 Transmisión de datos	101
3.1.2.1 <i>Velocidad</i>	101
3.1.2.2 <i>Frecuencia</i>	102
3.1.2.3 <i>Comunicación Bidireccional</i>	103
3.1.2.4 <i>Calidad de la señal</i>	104
3.1.2.4.1 Observaciones en el fondo.....	104
3.1.2.4.2 Observaciones en superficie	105
3.1.2.5 <i>Codificación</i>	106
3.1.3 Fluidos de Perforación	107
3.1.4 Mantenimiento y montaje de la herramienta en el pozo.....	108
3.1.5 Diámetros de herramienta disponibles.....	109
3.1.6 Horas de Uso	109
3.1.7 Compatibilidad con sensores y herramientas actuales.....	110
CAPITULO IV	
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO	112
4.1 TIEMPO EN LA TOMA DE SURVEYS.....	113
4.1.1 Análisis del tiempo ganado	115
4.2 COSTO DE LA HERRAMIENTA.....	115
4.3 BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA	116
CAPITULO V	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
5.1 CONCLUSIONES.....	117
5.2 RECOMENDACIONES.....	120
BIBLIOGRAFÍA	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Número de strokes por revolución.....	18
Tabla 1.2: Sistemas de Telemetría	44
Tabla 2.1: Características de los Sistemas para Pulso Negativo	59
Tabla 2.2: Modulación de la Telemetría de Pulso Negativo.....	61
Tabla 2.3: Características de los Sistemas para Pulso Positivo	62
Tabla 2.4: Escalas de Voltajes	70
Tabla 2.5: Grupo de Bits para cada fase de señal en la modulación QPSK	73
Tabla 2.6: Grupo de Bits para cada fase de señal en la modulación 16 PSK	73
Tabla 2.7: Clasificación de antenas.....	77
Tabla 2.8: Especificaciones del Sistema Electromagnético.....	83
Tabla 2.9: Variación de parámetros para Noise Floor de 30 dB	91
Tabla 2.10: Variación de parámetros para Noise Floor de 20 dB	92
Tabla 2.11: Variación de parámetros para Noise Floor de 10 dB	93
Tabla 2.12: Variación de parámetros para Noise Floor de 0 dB.....	94
Tabla 2.13: Variación de parámetros para Frecuencia de 2.35 Hz.....	95
Tabla 2.14: Variación de parámetros para Frecuencia de 7.5 Hz	96
Tabla 2.15: Variación de parámetros para Frecuencia de 11 Hz.....	97
Tabla 2.16: Variación de parámetros para Impedancia de 0.25 ohm	98
Tabla 2.17: Variación de parámetros para Impedancia de 1 ohm	99
Tabla 2.18: Condiciones de mejor desempeño de la herramienta electromagnética.....	100
Tabla 3.1: Tiempo en la toma de Surveys.....	102
Tabla 3.2: Diámetros de operación de los sistemas de telemetría	109
Tabla 4.1: Pozos de la empresa operadora “Y”	112
Tabla 4.2: Tiempo del Survey en pulso positivo	114
Tabla 4.3: Ganancias previstas para la empresa operadora por pozo I...	115
Tabla 4.4: Costo de las herramientas de telemetría	116
Tabla 4.5: Ganancias previstas para la empresa operadora por pozo I...	116

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Piso del taladro	2
Figura 1.2: Malacate y cable perforación	3
Figura 1.3: Bloque viajero y gancho.....	4
Figura 1.4: Mesa rotaria.....	5
Figura 1.5: Cuñas de rotación	5
Figura 1.6: Elevadores y Top drive	6
Figura 1.7: Unión giratoria o Swivel	7
Figura 1.8: Broca de perforación	7
Figura 1.9: Componentes de la torre de perforación	8
Figura 1.10: Sistema de circulación del lodo.....	9
Figura 1.11: La longitud del pulso (λ), Presión del pulso (P_{onda}) y velocidad de la onda (a)	13
Figura 1.12: Representación de la onda que va a pasar por una tubería de diferente diámetro	15
Figura 1.13: Representación de la onda que va a pasar por una tubería en forma de “T”	15
Figura 1.14: Representación de la onda que pasa por la manguera flexible y la tubería de perforación.....	16
Figura 1.15: Bomba duplex de desplazamiento positivo.....	16
Figura 1.16: Pulso de flujo.....	18
Figura 1.17: Perfil de descarga de una bomba.....	19
Figura 1.18: Fotografía y Diagrama de un dampener.....	20
Figura 1.19: Atenuación de los pulsos de aceleración.....	20
Figura 1.20: Generadores a diesel.....	21
Figura 1.21: BOP	22
Figura 1.22: Sarta de Perforación	23
Figura 1.23: Perforación Direccional.....	25
Figura 1.24: Perforación Horizontal	26
Figura 1.25: Tipos de Radio de Curvatura.....	27
Figura 1.26: Perforación bajo balance	28
Figura 1.27: Norte Magnético, verdadero y de grilla.	29
Figura 1.28: Configuración de un motor	32
Figura 1.29: Sistemas de Coordenadas	34
Figura 1.30: Sistema de Coordenadas UTM.....	34
Figura 1.31: Componentes de un survey	35
Figura 1.32: Planeación básica de un pozo inclinado.....	36
Figura 1.33: Sistema MWD	38
Figura 1.34: Sensor de presión mientras se perfora (PWD)	40
Figura 1.35: Onda electromagnética.....	42
Figura 1.36: Diagrama de bloques de un transmisor de telemetría.	43

Figura 1.37: Diagrama de bloques de un receptor de telemetría.....	44
Figura 2.1: Diagrama de funcionamiento del Sistema de telemetría acústico.....	50
Figura 2.2: Ubicación del Sensor ABI.....	51
Figura 2.3: Componentes del Sistema MWD Acústico.....	53
Figura 2.4: Sistema de pulsos de lodo	54
Figura 2.5: Transductor de presión.....	55
Figura 2.6: Interpretación de los pulsos en el Sistema de Pulso Negativo	55
Figura 2.7: Funcionamiento de la válvula de pulso negativo	56
Figura 2.8: Modulación de la Telemetría de Pulso Negativo.....	58
Figura 2.9: Interpretación de los pulsos en el Sistema de Pulso Positivo .	59
Figura 2.10: Funcionamiento de la válvula de pulso positivo.....	60
Figura 2.11: Carta para la selección del Sistema de Telemetría Positivo .	63
Figura 2.12: Medios de Transmisión	65
Figura 2.13: Telemetría Electromagnética 1	65
Figura 2.14: Generación de Campos y Ondas 1	66
Figura 2.15: Generación de Campos y Ondas 2	66
Figura 2.16: Telemetría Electromagnética 2	67
Figura 2.17: Telemetría Electromagnética 3	67
Figura 2.18: Circuito de la Telemetría Electromagnética.....	68
Figura 2.19: Telemetría Electromagnética 4	69
Figura 2.20: Transmisión ascendente de Datos	69
Figura 2.21: Transmisión descendente de Datos	70
Figura 2.22: Señal con ruido.....	71
Figura 2.23: Ciclos y cuadros de la señal para la modulación QPSK	74
Figura 2.24: Cambios de fase para la modulación QPSK	74
Figura 2.25: Antena en un cabezal de pozo.....	76
Figura 2.26: Antena en el BOP.....	76
Figura 2.27: Anclas perforadas.....	77
Figura 2.28: Distancias del repetidor.....	79
Figura 2.29: Efecto de extinción de la señal.....	80
Figura 2.30: Recepción con casing 1	80
Figura 2.31: Recepción con casing 2	81
Figura 2.32: Recepción con casing 3	81
Figura 2.33: Columna estratigráfica del Ecuador	84
Figura 2.34: Parámetros para la interpretación de los pozos SSQ y VHR	85
Figura 2.35: Interpretación de la resistividad para SSQ.....	87
Figura 2.36: Interpretación de la resistividad para VHR.....	88
Figura 2.37: Fuerza de la señal vs. Profundidad para SSQ	89
Figura 2.38: Fuerza de la señal vs. Profundidad para VHR	89
Figura 2.39: Noise Floor de 30 dB y DP de 5'' - 0.25''	91
Figura 2.40: Noise Floor de 30 dB y DP de 4 1/2'' - 0.2''	91

Figura 2.41: Noise Floor de 20 dB y DP de 5'' - 0.25''	92
Figura 2.42: Noise Floor de 20 dB y DP de 4 1/2'' - 0.2''	92
Figura 2.43: Noise Floor de 10 dB y DP de 5'' - 0.25''	93
Figura 2.44: Noise Floor de 10 dB y DP de 4 1/2'' - 0.2''	93
Figura 2.45: Noise Floor de 0 dB y DP de 5'' - 0.25''	94
Figura 2.46: Noise Floor de 0 dB y DP de 4 1/2'' - 0.2''	94
Figura 2.47: Frecuencia de 2.35 Hz y DP de 5'' - 0.25''	95
Figura 2.48: Frecuencia de 2.35 Hz y DP de 4 1/2'' - 0.2''	95
Figura 2.49: Frecuencia de 7.5 Hz y DP de 5'' - 0.25''	96
Figura 2.50: Frecuencia de 7.5 Hz y DP de 4 1/2'' - 0.2''	96
Figura 2.51: Frecuencia de 11 Hz y DP de 5'' - 0.25''	97
Figura 2.52: Frecuencia de 11 Hz y DP de 4 1/2'' - 0.2''	97
Figura 2.53: Impedancia de 0.25 ohm Hz y DP de 5'' - 0.25''	98
Figura 2.54: Impedancia de 0.25 ohm y DP de 4 1/2'' - 0.2''	98
Figura 2.55: Impedancia de 1 ohm Hz y DP de 5'' - 0.25''	99
Figura 2.56: Impedancia de 1 ohm y DP de 4 1/2'' - 0.2''	99
Figura 3.1: GeoSpan	103

RESUMEN

El primordial objetivo del presente Proyecto de Titulación es realizar un estudio del sistema de telemetría electromagnético para transmisión de datos de fondo a superficie en tiempo real durante la perforación, para su futura aplicación en los campos ecuatorianos.

El capítulo I empieza con una recopilación teórica con miras a establecer las bases para el desarrollo del estudio de los sistemas de telemetría, tanto como de pulsos de lodo, como el sistema electromagnético.

Obtenidos estas bases en el capítulo II se hará un análisis de los sistemas de telemetría, entre ellos el acústico, el sistema de pulsos de lodo y del sistema electromagnético. Se especifica su funcionamiento, partes y características principales de cada uno de estos.

En el capítulo III se elabora un estudio comparativo del sistema de telemetría con pulsos de lodo, usado actualmente, con el sistema de telemetría electromagnético.

En el capítulo IV se desarrolla un análisis técnico económico del sistema de telemetría electromagnético con miras a establecer las conclusiones y recomendaciones del proyecto en el capítulo V.

PRESENTACIÓN

La perforación de pozos se encuentra en una constante lucha enfocada principalmente en la optimización de las operaciones, necesitando procesos más amigables con el ambiente, prácticos, rápidos y sobre todo económicamente rentables.

Halliburton – Sperry Drilling Services, ha visto la necesidad de realizar un estudio del sistema de telemetría electromagnético en la cuenca ecuatoriana, el mismo que tiene como pilares fundamentales el presentar un análisis previo de los diferentes tipos de telemetría que se usan en la actualidad, comparar el sistema convencional de toma de datos en tiempo real con el electromagnético y por último determinar su rentabilidad con la ayuda de un análisis técnico económico.

Es así como este proyecto permitirá establecer las bases para el funcionamiento de la herramienta electromagnética en la cuenca ecuatoriana y colaborar con uno de las principales prioridades de la industria, la reducción del tiempo de perforación.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN

El objeto de la perforación es construir un pozo útil: un conducto desde el yacimiento hasta la superficie, que permita su explotación racional en forma segura y al menor costo posible.

El diseño de un pozo debe tener las siguientes características:

- Seguridad (personal y equipo).
- Costo mínimo.
- Utilidad, de acuerdo a los requerimientos del plan.
- Ecología.

1.2 SISTEMAS DEL TALADRO DE PERFORACIÓN

Los equipos de perforación han evolucionado en aras de promover el desarrollo tecnológico característico de estos tiempos, de esta manera se detallará brevemente los diferentes sistemas del taladro y sus subcomponentes, para tener un marco referencial del entorno en el que se va a elaborar este proyecto.

1.2.1 SISTEMA DE SOPORTE ESTRUCTURAL Y ELEVACIÓN

Este sistema esta diseñado para levantar, bajar y suspender los grandes pesos durante el proceso de la perforación.

Subestructura: Es un armazón grande de acero, la cual se monta directamente encima de la locación a perforarse, tiene la capacidad de soportar el peso completo de la sarta cuando se suspende por las cuñas. La altura de esta subestructura es determinada por la altura del equipo de prevención de reventones. Sirve para sostener el piso del taladro. Ver figura 1.9.

Estructura de Soporte y Piso del Taladro: La estructura de soporte consiste en un armazón de acero que sostiene el conjunto de maquinarias y equipos. El piso del taladro es la cubierta colocada sobre el armazón de la subestructura y proporciona la plataforma de trabajo para la mayoría de las operaciones de perforación. El piso o mesa del taladro de perforación debe estar a la altura apropiada para sacar la tubería del pozo en secciones de tres juntas, que miden aproximadamente 90 pies. Ver figura 1.1.

Figura 1.1: Piso del taladro



Fuente: www.oilfield-auction.com

Mástil: Es una estructura de acero la cual se erige sobre el piso del taladro, con capacidad para soportar de manera segura todas las cargas verticales, las cargas que excedan la capacidad del cable y el empuje del viento. Los mástiles se clasifican de acuerdo a su capacidad de soportar todas las cargas verticales. Ver figura 1.9.

1.2.1.1 Equipo de elevación

Se utiliza para elevar, bajar y suspender la sarta de perforación. Existen diferentes combinaciones, debido a que mientras aumenta el número de poleas disminuye la carga real sobre el mástil y la fuerza necesaria entre las líneas para mover un peso determinado.

Cable de Perforación: Es un elemento de transmisión entre: el sistema de potencia y el levantamiento del aparejo. Este se enrolla y desenrolla sobre el carrete del malacate para operar el sistema de poleas; en esta operación el

cable se somete a condiciones muy severas tales como rozamiento, vibración, torcido, compresión y estiramiento. Ver figura 1.2.

Malacate: Es la unidad de potencia más importante de un equipo, por lo tanto su selección debe tener el mayor cuidado posible. Se define como un equipo de levantamiento en el que se puede aumentar o disminuir la capacidad de carga, a través de un cable enrollado sobre un carrete. Tiene otros engranajes, cabezales y transmisores para cambiar de dirección o de velocidad. El freno principal es otro componente fundamental del malacate cuya función es parar el carrete y aguantarlo. La capacidad del resto del equipo de perforación se limita a la carga que el malacate pueda levantar y sostener con seguridad. Sus dimensiones se relacionan con el tipo de cable utilizado. Los cálculos para determinar las longitudes de trabajo de los carretes toman mucho en cuenta el diámetro de cable a utilizarse. Ver figura 1.2.

Figura 1.2: Malacate y cable perforación



Fuente: www.oilfield-auction.com

1.2.1.1.1 Aparejo de Herramientas Suspendingas

Bloque Corona: Es un arreglo de poleas montadas en vigas localizado en la cima del mástil, entre estas poleas se enhebra el cable del bloque viajero y así llega hasta el piso de la torre. Ver figura 1.9.

Bloque Viajero: Es un conjunto de poleas que tiene cables enhebrados en sus canales, mediante los cuales el aparejo completo del bloque sube y baja dentro del mástil. Ver figura 1.3.

Gancho: Es un implemento grande, parecido a un anzuelo, localizado debajo del bloque viajero, del cual se suspenden la unión giratoria y la sarta de perforación. Ver figura 1.3.

Figura 1.3: Bloque viajero y gancho



Fuente: www.made-in-china.com

Elevadores: Es un juego de abrazaderas fuertes y resistentes que cuelgan de los eslabones del elevador, los cuales se conectan al bloque viajero. Cuando están en servicio estos cuelgan debajo del bloque viajero y sujetan las paradas de tubería y portabarrenas para meterlas o sacarlas del hueco. Ver figura 1.6.

1.2.2 SISTEMA DE ROTACIÓN

Este sistema hace girar la sarta de perforación, se encuentra en la posición central del taladro, lo cual señala su importancia ya que el resto de sistemas giran alrededor de él y lo apoyan de una u otra manera.

1.2.2.1 Componentes de Rotación

Se encuentran localizados en la posición central del piso del taladro tienen el fin de ayudar a las operaciones de perforación.

Mesa Rotaria: Colocada dentro del piso del taladro, utilizada en combinación con otros accesorios seleccionados. La mesa rotaria tiene la característica de transmitir la rotación tanto a la sarta como a la broca y de soportar la sarta suspendida en el hueco. Ver figura 1.4.

Figura 1.4: Mesa rotaria



Fuente: www.oilandgasdrilling.com

Buje Maestro y Buje del Cuadrante: Encajan en una abertura de la mesa rotaria y son removibles, por medio del buje maestro y del buje del cuadrante se transmite la potencia de la mesa hacia la sarta, para perforación con mesa rotaria.

Cuñas de Rotación: Constituyen un aparejo de implementos de acero que se colocan dentro del buje maestro alrededor de una parada o junta cuando se enrosca o desenrosca una sección. Ver figura 1.5.

Figura 1.5: Cuñas de rotación

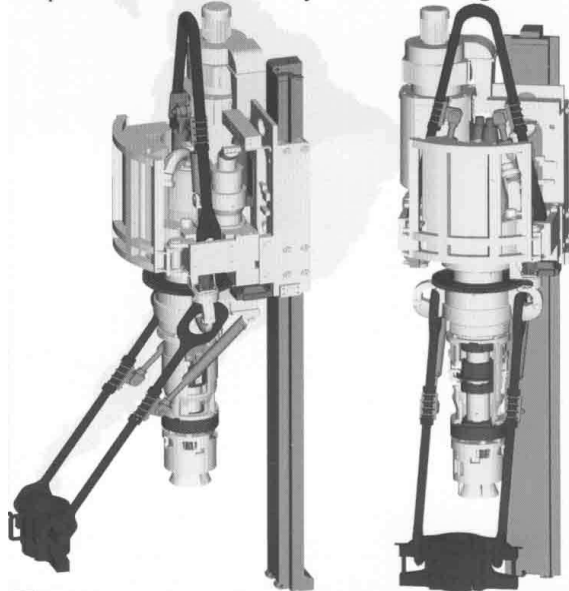


Fuente: www.autobahnindustries.com

Llaves de Enroscar y Desenroscar: Su función principal es montar o desmontar una conexión entre la tubería de perforación.

Top Drive: Su utilización es más común hoy en día ya que se aprovecha mejor el torque, comparado con la mesa rotaria. Se usa para todo tipo de pozo: desviado, horizontal, multilateral, entre otros. Mejora la seguridad en el manejo de la tubería, su sistema compacto hace que se acople fácilmente a diferentes equipos de perforación. Se compone de una unión giratoria, motor eléctrico, frenos de disco para la orientación direccional, un freno de inercia, un sistema para controlar el torque, el gancho, válvulas de control inferior, elevador bidireccional, elevadores de potencia. Ver figura 1.6.

Figura 1.6: Elevadores y Top drive



Fuente: www.made-in-china.com

Sarta de Perforación: Se encuentra suspendida del elevador, se extiende a lo largo del interior del mástil sirviendo de eslabón conector entre los componentes de rotación en la superficie con la broca de fondo.

Unión giratoria o Swivel: Se suspende del gancho, y tiene la función de soportar todo el peso de la sarta, proveer un sello hermético para que el lodo de perforación pase y sea bombeado hacia la broca de perforación. También permite girar libremente el cuadrante y la sarta durante las operaciones de perforación. Ver figura 1.7.

Figura 1.7: Unión giratoria o Swivel



Fuente: www.made-in-china.com

Herramientas especiales de Subsuelo: Se conectan estas herramientas en los últimos 120 pies de la sarta de perforación para dirigir o controlar el comportamiento de la broca. Actualmente se utiliza una gran variedad de herramientas, especialmente para MWD (Measurement While Drilling) y LWD (Logging While Drilling).

Broca de Perforación: La perforación de un pozo implica invariablemente el uso de una broca o barrena, su correcta selección y las condiciones óptimas de operación son las dos premisas esenciales para lograr éxito en el proceso.

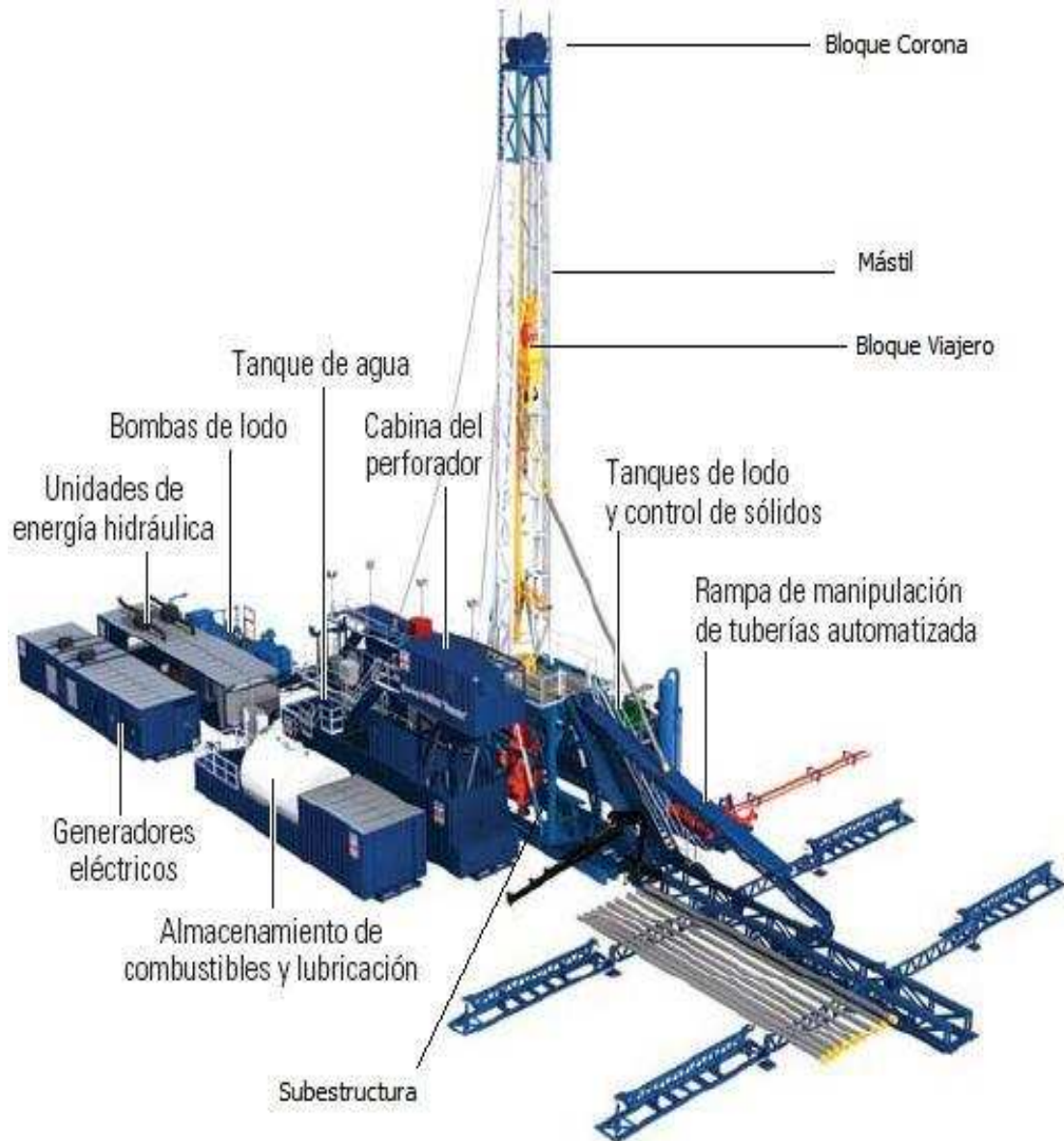
Es una herramienta de corte localizada en el extremo inferior de la sarta, que se utiliza para triturar la formación durante el proceso de perforación. Existen varios tipos, cada uno con diferentes usos y aplicaciones, hay tricónicas y con incrustaciones de diamantes. Ver figura 1.8.

Figura 1.8: Broca de perforación



Fuente: Halliburton – Security Drill Bit Systems

Figura 1.9: Componentes de la torre de perforación



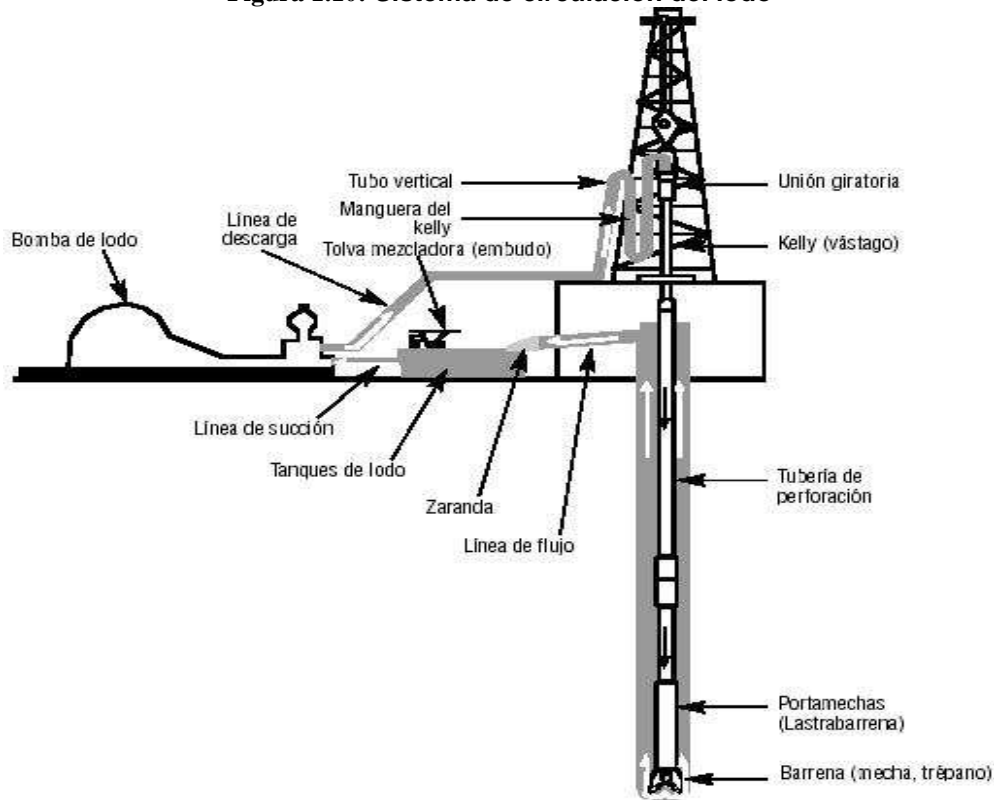
Fuente: www.slb.com – Oilfield Review 2005 – Casing Drilling

1.2.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

La preparación del fluido de perforación tiene su génesis en los tanques o cantinas en superficie, con la ayuda de las bombas asciende hasta la mitad de la torre o mástil por medio de la tubería parada, luego por la manguera flexible llega al swivel y es conducido por la sarta hasta llegar a la broca por donde sale a presión por los jets de la broca, en éste punto ha perdido ya los dos tercios de la potencia con la que fue impulsado por las bombas en superficie. Con el tercio de potencia restante asciende por el anular del hueco hasta el niple de campana de donde por gravedad se dirige a la zaranda para continuar con el

ciclo. Ver figura 1.10. A continuación se explicará algunos de los componentes más importantes del sistema de circulación y se revisará algunas propiedades del fluido de perforación.

Figura 1.10: Sistema de circulación del lodo



Fuente: Manual MI-Swaco

1.2.3.1 Fluidos de Perforación

Están formados por una mezcla de aditivos químicos que brindan propiedades físico - químicas idóneas para las condiciones operativas de la formación a perforar.

Las funciones del fluido de perforación radican en: limpiar y lubricar la broca con el objetivo de que no exista embolamiento y se pueda seguir perforando; cumple con la función también de acarrear los cortes hacia superficie, manteniendo la limpieza del hueco, o en su defecto suspenderlos para que no vuelvan a caer al fondo; así mismo es importante el papel fundamental que cumple el lodo en la columna hidrostática ya que nos permite tener controlada la presión del reservorio y evitar surgencias.

1.2.3.1.1 Tipos de fluidos de perforación

La clasificación de los fluidos de perforación se desarrolla analizando su fase continua o predominante, es así como tenemos:

- Fluidos base agua: Su fase predominante es el agua, se clasifican por la resistencia a los contaminantes de la formación y a sus temperaturas. Es así como tenemos fluidos bentoníticos no dispersos, en los que se utilizan dispersantes y arcillas comerciales, usados al principio de la perforación.
- Fluidos base aceite: Su fase predominante es el aceite, el agua que forma parte del sistema consiste en pequeñas gotas que se hallan dispersas en el aceite. Se forman varias emulsiones durante su formación, con el objetivo de mantener estable el fluido. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, y zonas de arenas productoras con altas temperaturas.

1.2.3.1.2 Propiedades del Fluido de Perforación

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben controlarse debidamente para asegurar un desempeño adecuado durante la perforación.

Densidad del lodo: Las presiones de la formación se mantienen por la presión hidrostática del lodo, la cual es función de la profundidad y densidad.

La densidad es peso de una partícula por unidad de volumen, se expresa en libras por galón (LPG) o kilogramos por metro cúbico (kg/m^3). Se determina con la ayuda de una balanza y se la lee directamente.

Propiedades reológicas: Radican su importancia en el hecho de que nos sirven para calcular las pérdidas de presión por fricción, determinar la capacidad del lodo, elevar los cortes y desprendimientos hacia la superficie, analizar la contaminación, como también para determinar los cambios de presión en el interior del pozo.

Viscosidad: Es la resistencia interna de un fluido a fluir, para una medición simple se utiliza un embudo Marsh y se cuantifica la viscosidad en segundos Marsh. Para una mejor medición de la características reológicas se emplea un viscosímetro electrónico rotatorio de lectura directa y de cilindros concéntricos, el viscosímetro provee dos lecturas, viscosidad plástica [cp] y punto de cedencia [lb/100 pies²].

Viscosidad plástica y punto de cedencia: La viscosidad plástica se puede conocer restando las lecturas del viscosímetro de 600 rpm menos la lectura de 300 rpm; es afectada por la concentración, tamaño y forma de las partículas sólidas suspendidas en el lodo.

Mientras que el punto de cadencia es la fuerza mínima requerida para iniciar el flujo en un fluido plástico de Bingham, causada por la fuerza de atracción entre las partículas.

pH y Alcalinidad: El pH de un lodo indica su acidez o alcalinidad relativa. Acidez de 1 a 7 y alcalinidad de 7 a 14. Un pH 7 es neutro. Los lodos son casi siempre alcalinos, su pH afecta a la dispersabilidad de las arcillas, la solubilidad de varios productos y sustancias químicas, la corrosión de materiales de acero y la reología del lodo.

Filtración: Cuando el lodo circula a través de una formación permeable, el lodo perderá su fase líquida hacia el interior de la formación, los sólidos se depositarán sobre las paredes del pozo, formando una costra. La pérdida de fluido se afecta por la permeabilidad de la formación, por la presión diferencial entre el lodo y la formación.

1.2.3.1.3 Propiedades especiales del fluido de perforación

Módulo Total (Bulk Modulus) (K): El fluido de perforación es compresible. Entonces, se utiliza una columna teórica elástica de agua para analizar la conducta del fluido, la cantidad de fluido a comprimirse es determinado por K, que es generalmente dado en unidades de libras fuerza por psi. Se disponen

de valores de K para el agua, pero para algunos fluidos de perforación no están disponibles.

$$K = \frac{\Delta P}{\frac{\Delta \rho}{\rho}} \quad \text{o} \quad K = \frac{\Delta P}{\frac{\Delta \nabla}{\nabla}} \quad \text{Ecuación 1.1}$$

Donde: P: Presión
 ρ: Densidad del fluido
 ∇: Volumen

Velocidad acústica en el fluido (a_0): La velocidad del sonido en un fluido ignora el efecto de la tubería.

$$a_0 = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \quad \text{Ecuación 1.2}$$

Donde: K: Modulo Total
 ρ: Densidad del fluido

Velocidad acústica en la tubería (a): La velocidad acústica del fluido dentro de una tubería elástica debe ser modificado para contar los efectos de la tubería.

$$a = \sqrt{\frac{\frac{K}{\rho}}{1 + \frac{DK}{eE}}} \quad \text{o} \quad a = \frac{a_0}{\sqrt{1 + \frac{DK}{eE}}} \quad \text{Ecuación 1.3}$$

Donde: D: Diámetro interior de la tubería
 e: Espesor de la tubería
 E: Módulo de elasticidad de la tubería

Onda de presión negativa: Se crea una onda de presión negativa al liberar fluido y detectar un decremento de presión. Los tipos de ondas creados por los sistemas de telemetría de pulso positivo y negativo son longitudinales cuyas frecuencias base están considerados en el espectro infrasónico que es de 0 a 20 Hz. El rango audible es de 20 a 20000 Hz.

Onda de Presión positiva: Se crea una onda de presión positiva al restringir el flujo y detectar un aumento de presión.

Evento único: Es una onda de presión, positiva o negativa, creada en el fondo y considerada como un evento único. Estos pulsos individuales son detectados en la superficie usando técnicas diseñadas para el reconocimiento.

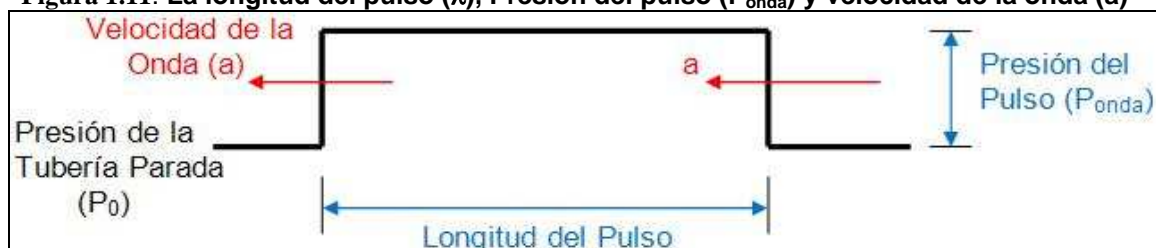
Velocidad de la onda: El pulso de presión producido en el fondo viaja a través de la sarta a la velocidad acústica (a). Por ejemplo, si asumimos algunas condiciones como fluido, presión, temperatura, tipo de tubería de perforación se tendría una velocidad acústica (a) de 4650 ft/seg en la tubería. Si un pulso se produjera al final de la sarta a 11000 pies, le tomaría 2,37 segundos para alcanzar la superficie. Ver figura 1.11.

$$t = 11000 / 4650 = 2,37 \text{ segundos}$$

Ecuación 1.4

Longitud de onda (λ): La longitud de onda puede ser creada por una onda de presión negativa o positiva y puede ser calculado multiplicando el tiempo del ciclo de la válvula por el valor de la velocidad acústica del fluido. Ver figura 1.11.

Figura 1.11: La longitud del pulso (λ), Presión del pulso (P_{onda}) y velocidad de la onda (a)



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997
Elaborado por: Richard Torres V.

1.2.3.2 Equipos de Circulación

Transportan físicamente los fluidos de perforación, haciendo un circuito continuo desde el área de preparación a través del hueco perforado hasta el área de reacondicionamiento.

1.2.3.2.1 Tanques de succión, líneas de descarga y regreso

Los tanques de lodo son recipientes de acero que facilitan el manejo de los fluidos de perforación, cuentan con agitadores electromecánicos, pistolas hidráulicas, válvulas y líneas para la recirculación. Las líneas de descarga y regreso transportan los fluidos de perforación, son parte vital del circuito del lodo, y diseñadas para soportar altas presiones.

1.2.3.2.2 Refracciones y Reflexiones acústicas

Con respecto a las refracciones y reflexiones acústicas se sabe que cuando una onda de presión viaja a través del sistema de tuberías, puede tener contacto con muchos tipos de “obstrucciones” que causarán que se refleje o refracte en diferentes sentidos. Ver figura 1.12, 1.13, 1.14.

Cambios en la tubería: Los cambios como el diámetro, material, o las uniones causarán una reflexión de la onda mientras esta pase a través de estos puntos. La magnitud de la reflexión puede ser calculada determinando los coeficientes de transmisión y reflexión los cuales son función de las áreas seccionales y de las velocidades acústicas de cada tubería. Estos cálculos son válidos si la longitud de la tubería es considerable en ambos lados de la transición. Existe un coeficiente de transmisión el cual es la fracción de la amplitud de la onda que continúa en la dirección original del viaje.

$$s = \frac{2 \frac{A_x}{a_x}}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{a_i}}$$

Ecuación 1.5

Donde: s= Coeficiente de transmisión
 n= Número de componentes
 A_x= Área de la sección de tubería principal
 a_x= Velocidad acústica de la tubería principal
 A_i= Área de la sección de tubería secundaria
 a_i= Velocidad acústica de la tubería secundaria

Coeficiente de reflexión (r): Es una función del coeficiente de transmisión. Las ondas transmitidas y reflejadas se calculan de la siguiente manera:

$$r = s - 1$$

Ecuación 1.6

Cuando: $s < 1$: La onda reflejada será negativa.

$s > 1$: La onda reflejada será positiva.

$$F_2 = sF_1$$

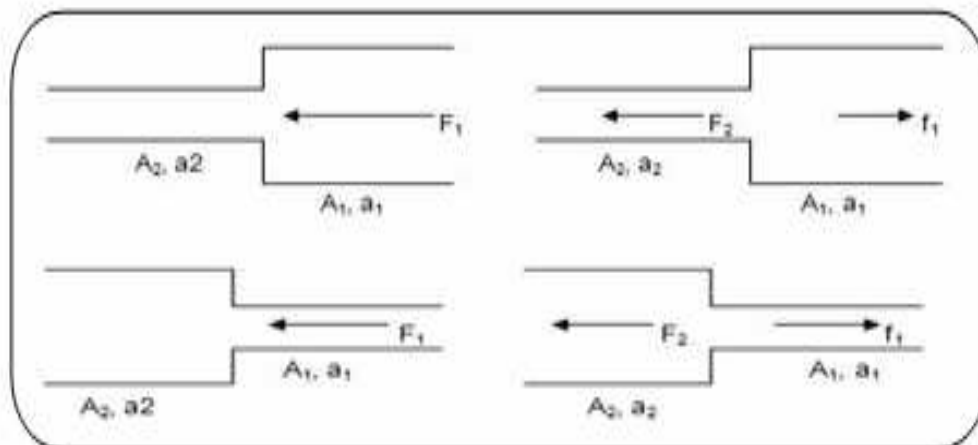
Ecuación 1.7

$$f_1 = rF_1$$

Ecuación 1.8

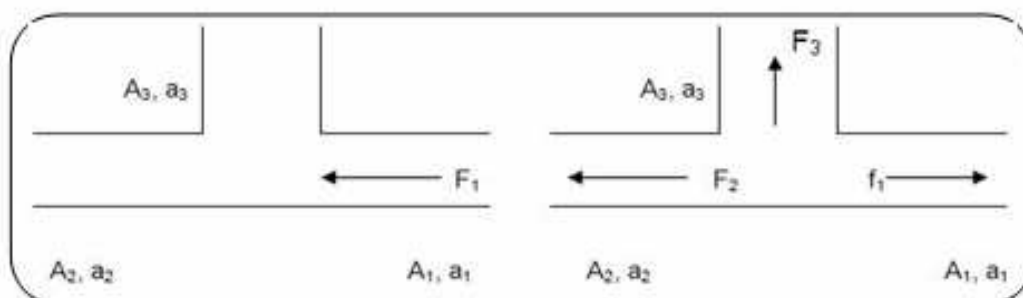
Donde: F_1 = La onda incidente.
 F_2 = La onda transmitida.
 f_1 = La onda reflejada.

Figura 1.12: Representación de la onda que va a pasar por una tubería de diferente diámetro



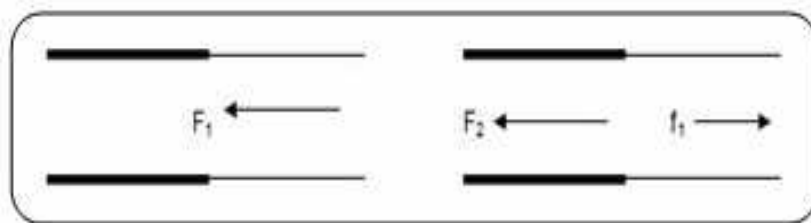
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 1.13: Representación de la onda que va a pasar por una tubería en forma de “T”



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 1.14: Representación de la onda que pasa por la manguera flexible y la tubería de perforación



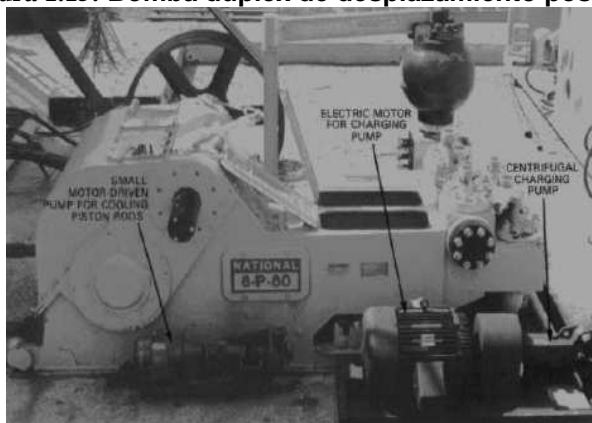
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997
Elaborado por: Richard Torres V.

1.2.3.2.3 Bombas de lodo

Las bombas de lodo, encargadas de hacer transitar el fluido de control a través del sistema circulatorio integrado por las tuberías de perforación, broca, y espacio anular del pozo. Ver figura 1.15.

Estas bombas y los motores que las accionan representan el “corazón” del sistema de lodo, de la misma manera que el lodo en circulación constituye el alma de la operación de perforación. Las bombas de lodo son bombas de desplazamiento positivo, algunas de las cuales producen hasta 5.000 psi. Estas bombas son accionadas por motores diesel o eléctricos. Tienen dos o tres (pistones) que realizan un movimiento de vaivén dentro de los cilindros. Las bombas de dos émbolos se llaman bombas dúplex y las bombas de tres émbolos se llaman bombas triplex.

Figura 1.15: Bomba duplex de desplazamiento positivo



Fuente: SLB – IPM

Las bombas de lodo modernas usan bombas centrífugas de carga para mantener una presión positiva en la succión de la bomba de lodo, para lograr

una mejor eficiencia. Hay muchas clases de bombas de desplazamiento positivo que se distinguen por su diseño.

Las principales características son el número de pistones y el tipo de descarga. Si la descarga es al final del recorrido (Single Acting) o a ambos lados del recorrido (Double Acting). El tipo de bomba más común en la industria es la bomba triplex single acting. Los pistones cíclicos de una bomba de desplazamiento positivo producen dos tipos de fluctuaciones de presión en el fluido.

El primer tipo son los pulsos de lodo, que siempre ocurren, y son creados cambiando la velocidad del fluido que está siendo inyectado en el manifold de descarga.

El segundo tipo es llamado pulsos de aceleración, los cuales son golpes de presión creados por una aceleración instantánea del fluido dentro del manifold, y pueden ocurrir bajo ciertas condiciones de operación. Ambas fluctuaciones son consideradas como ruidos para el sistema de detección MWD, debiendo ser removidas por medios matemáticos o mecánicos para detectar los pulsos generados en el fondo por el pulsador del sistema MWD.

Frecuencia de la bomba: La frecuencia base o fundamental es la señal más simple o baja que sea repetitiva. El equipo que se utiliza para la detección de pulsos permite identificar estos ciclos de las bombas. El tamaño de la señal puede crecer o decrecer dependiendo de cuán uniforme es la operación de la bomba. Se define como la velocidad de la bomba en strokes por minuto. Cabe recalcar que en el argot petrolero se conoce a los strokes por minuto (SPM) también como revoluciones por minuto (RPM).

Frecuencia dominante: Puede ser calculada conociendo la velocidad de la bomba y el tipo. Ver tabla 1.1.

$$f_d = \frac{\text{strokes}}{\text{min}} \times \frac{\# \text{ pulsos } _ \text{ pistón}}{\text{stroke}}$$

Ecuación 1.9

Tabla 1.1: Número de strokes por revolución

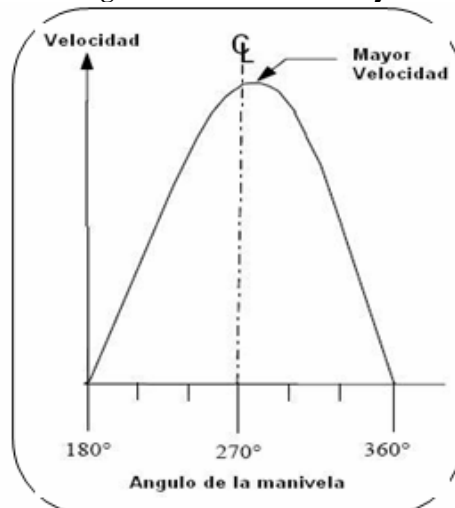
Tipo de Bomba	# de strokes por revolución
Duplex – Single Acting (DSA)	2
Duplex – Double Acting (DDA)	4
Triplex – Single Acting (TSA)	3
Triplex – Double Acting (TDA)	6

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997
Elaborado por: Richard Torres V.

Perfiles de presión versus perfiles volumétricos: La salida de una bomba es siempre en términos del porcentaje en la variación de la salida del flujo. El perfil del pulso de flujo y el pulso de presión son los mismos; sin embargo, las amplitudes son diferentes. La amplitud de los pulsos de presión será mayor que aquellos en la variación del flujo (volumétrico).

Forma del pulso: Estos pulsos de flujo no son simétricos en el punto medio del golpe de descarga, la forma es una función de cuando el pistón alcanza su máxima velocidad durante el golpe. Ver figura 1.16. Esta tendencia de la descarga del pistón ayuda a aumentar la complejidad del perfil de la bomba. La no simetría está en función del diseño de la bomba.

Figura 1.16: Pulso de flujo

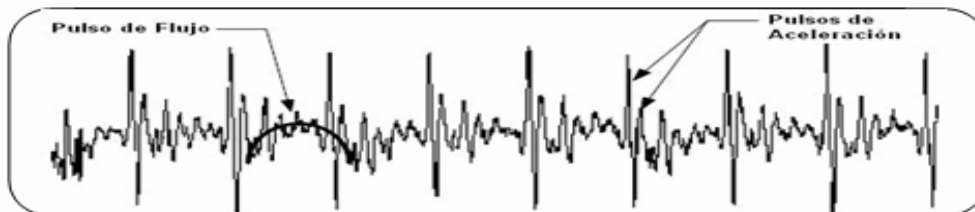


Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997

Pulsos de aceleración: Bajo ciertas condiciones de operación, el golpe de descarga puede ser retrasado. El resultado, es una situación donde el fluido está sujeto a un cambio instantáneo de velocidad (aceleración) en el manifold.

Esta aceleración causa un pulso de presión debido a la segunda ley de Newton ($F = ma$). La figura 1.17 muestra un perfil de los pulsos de flujo normales con presencia de los pulsos de aceleración.

Figura 1.17: Perfil de descarga de una bomba.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997

Los picos de presión son proporcionales al cuadrado de la velocidad de la bomba. Por consiguiente, si las condiciones existen para crear los pulsos de aceleración, el aumento de la velocidad de la bomba incrementará la presión de la aceleración del pulso exponencialmente. Generalmente los pulsos de aceleración, y los pulsos resonantes causados por éstos, no deberían causar problemas en la detección.

En relación a la frecuencia de transmisión estos son altos (aprox. 50 Hz) por lo que su remoción se hace mediante el uso de filtros de software y hardware. Sin embargo, existe el peligro de que los pulsos pueden alterar otros componentes en los sistemas y crear un problema para la detección; o que los filtros del software no están seteados correctamente. El problema con los picos de los pulsos de aceleración es que estos:

- Causan daño y fallas prematuras en el equipo del taladro
- Pueden interrumpir las válvulas de alivio de emergencia y daño en los sellos en el sistema.

La remoción de los ruidos generados por las bombas es función del software, para Halliburton - Sperry Drilling Services el sistema Insite hace que por medio de filtros se depure la señal emitida desde el fondo. La razón para que se haga esta remoción es debido a que el sistema en superficie debe tener la misma frecuencia de la herramienta de fondo, para poder comunicarse, y al presentarse los ruidos van a hacer que la frecuencia de la señal de fondo no se identifique correctamente con el sistema que la recibe.

1.2.3.2.4 Dampeners

Los dampeners en las líneas de descarga y de succión de las bombas de lodo sirven para absorber las variaciones de presión normalmente producidas por el pistoneo, y básicamente atenuar los pulsos de aceleración. Ver figura 1.18. Si no se corrige estos efectos se pueden ocasionar daños a la tubería y a los componentes de las bombas de lodo, además atenúan los picos altos de presión y golpes. Ver figura 1.19.

Figura 1.18: Fotografía y Diagrama de un dampener



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997

Figura 1.19: Atenuación de los pulsos de aceleración



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1997

Los dampeners hidroneumáticos usan gas para absorber las fluctuaciones de presión en el bombeo, y mantienen una salida volumétrica constante. Su limitación radica en no filtrar cualquier ruido cuya frecuencia esté sobre la frecuencia natural del dampener. Su dimensionamiento se basa en el porcentaje de variación volumétrica de la bomba. Cuando el flujo a la salida cae, la presión cae y el dampener suministra fluido al manifold. Cuando el flujo a la salida incrementa, la presión crece, y si ésta excede la presión del gas en éste se comprimirá y absorberá fluido. En teoría se produciría una reflexión en signo contrario desde el pulso del sistema MWD, pero en la práctica se observa una reflexión de sentido contrario larga seguida por una caída de presión.

1.2.3.2.5 Tubería Parada y Manguera Flexible

La tubería parada es de acero y se sujeta verticalmente hasta la mitad del mástil, se conecta a la manguera flexible que se une al swivel, es flexible con el objeto de permitir el movimiento vertical del aparejo. Ver figura 1.10.

1.2.3.3 Área de Preparación del Lodo

Es donde se inicia el proceso de circulación del lodo de perforación, se realizan trabajos como alterar la composición química del lodo, según se presenten las condiciones en el hueco perforado.

1.2.4 SISTEMA DE GENERACIÓN Y TRANSMISORES DE POTENCIA

La potencia requerida en las operaciones del taladro se produce con el uso de motores grandes de combustión interna y generadores, que son las fuentes primarias de potencia en el área, ésta se distribuye a los componentes del taladro que la requieran, gran parte de la potencia es consumida por el malacate, los componentes de rotación y las bombas de lodo. La transmisión puede ser mecánica o eléctrica. Ver figura 1.20.

Figura 1.20: Generadores a diesel



Fuente: www.osha.gov

1.2.5 SISTEMA DE PREVENCIÓN DE REVENTONES O SURGENCIAS

Este sistema ayuda a controlar uno de los problemas más serios que se enfrenta al perforar un pozo, el aumento repentino de la presión, que pudiera

resultar en un reventón. Su importancia en las operaciones de perforación es primordial. Ver figura 1.21.

Se lo conoce como BOP (Blow Out Preventor). Cuenta con un conjunto de equipos especiales que sellan las tuberías a presión, incluyendo:

- Un preventor anular localizado en la parte superior, contiene un obturador de empaque fabricado de caucho y reforzado con acero que al cerrar, forma un sello alrededor de la tubería.
- Una serie de preventores de ariete que cierran o cortan tuberías de tamaño específico.
- Carretes de perforación sirven de espaciadores y de conexiones a las líneas de matado y estrangulamiento.
- Un acumulador, que es una unidad de presión hidráulica, que almacena líquido bajo presión en tanques.

Figura 1.21: BOP

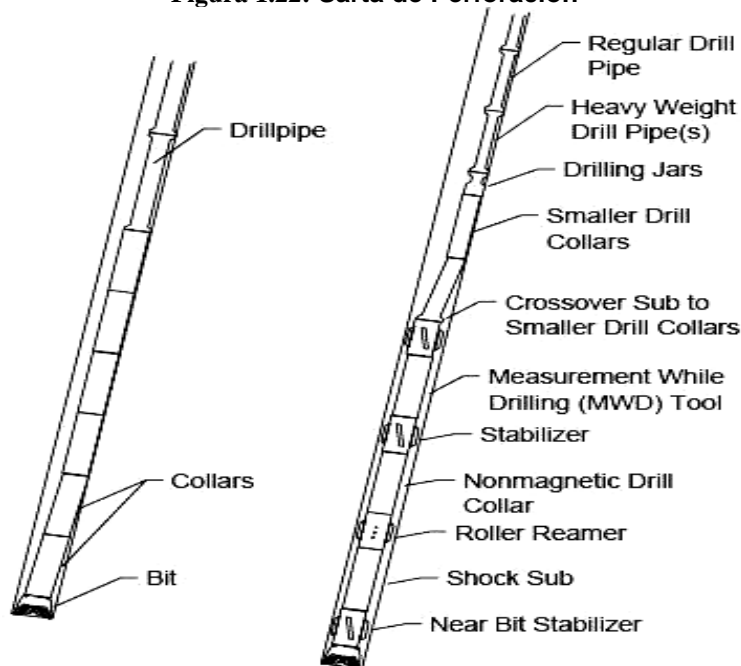


Fuente: www.osha.gov

1.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Se deben considerar varios elementos para su diseño, tomando en cuenta parámetros como: profundidad, densidad del lodo, diámetro de la tubería, diámetro de la broca, cantidad de tubería pesada, resistencias a la tensión de la tubería y su peso, entre otros. Ver figura 1.22.

Figura 1.22: Sarta de Perforación



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Tubería de perforación regular y pesada: Son tubos de aproximadamente 30 pies de largo que se van a añadiendo conforme se avanza en la perforación. Su diferencia radica en que los regulares tienen menor peso y resistencia que la tubería pesada, la cual está destinada a darle el peso adecuado a la sarta de perforación.

Martillo hidráulico: Durante la perforación de un pozo no se está libre de problemas de pega de tubería, es por ello que en la sarta de perforación debe ser instalado un martillo hidráulico, el cual es cargado desde la superficie mediante tensión, dispone de un sistema hidráulico interno que le permite dispararse a un determinado peso. El martillo hidráulico puede ser disparado hacia abajo o hacia arriba dependiendo del problema del pozo. Cuando el problema de pega es por presión diferencial, se envía una píldora lubricante de bajo peso para tratar de reducir la carga hidrostática y liberar la sarta. Pero cuando la pega es mecánica la mejor alternativa son los martillos.

Portabarrenas: Conocidos también como drillcollar, se conectan en la parte inferior de la sarta para poner peso sobre la broca.

Cross over: Son herramientas de fondo que permite conectar tuberías o herramientas de diferentes tipos de diámetros. Miden entre 2 y 4 pies de longitud y pueden ser macho-macho (pin-pin), macho-hembra (pin-caja), hembra-hembra (caja-caja).

Herramienta MWD: Para toma de datos mientras se perfora, es decir información del desarrollo del pozo en tiempo real.

Collar no magnético: Es un tubo de aproximadamente 30 pies de largo que sirve para alojar la herramienta MWD, su característica principal es que aísla del magnetismo a la mencionada herramienta con el objetivo de que sus mediciones sean confiables y valederas.

Estabilizadores: Son herramientas ubicadas estratégicamente a lo largo del ensamblaje de fondo y cumplen la función de estabilizar el pozo. Pueden ser usados para mantener ángulos de inclinación o corregir desviaciones involuntarias.

Motor de fondo: Cuando se perfora pozos direccionales es necesario disponer en la sarta de perforación un motor de fondo para ayudar a construir la desviación del pozo. Están compuestos de una turbina de fondo que es accionada o rotada por el fluido de perforación.

Bit sub: Es una herramienta de fondo que permite conectar la broca con los drillcollar (DC), mide más de 1 pie. La parte inferior permite conectar la broca y la parte superior permite conectar con el DC. Se utiliza en sartas denominadas convencionales, es decir sin utilizar el motor de fondo.

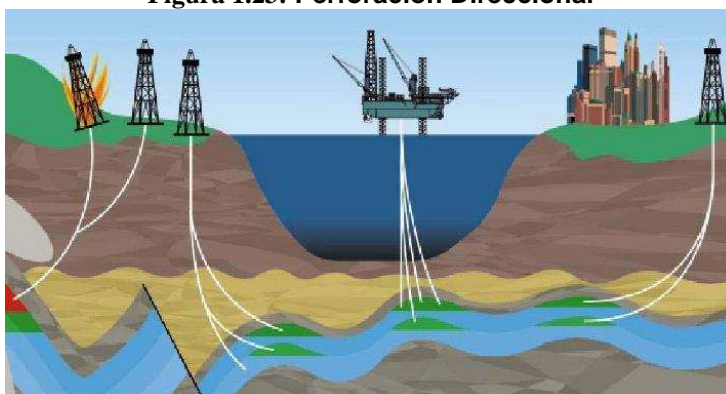
Float sub o Shock Sub: Es una herramienta de fondo que permite receptor una válvula flotadora ubicada encima de la broca y tiene la finalidad de impedir el ingreso de fluido desde el espacio anular hacia el interior de la sarta de perforación, con esto muchas veces se evita el taponamiento de la broca.

1.4 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional ha experimentado varias transformaciones en los últimos tiempos debido a la tecnificación y sofisticación de los equipos en los sistemas en uso. Se la conoce como la técnica de dirigir un pozo de manera controlada a lo largo de una trayectoria establecida para alcanzar un objetivo. Ver Figura 1.23. Se aplica cuando se tiene situaciones como:

- Pozos de alcance extendido.
- Perforación Horizontal.
- Locaciones inaccesibles.
- Perforaciones en domos salinos.
- Desvíos (Sidetrack).
- Pozos múltiples.

Figura 1.23: Perforación Direccional



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

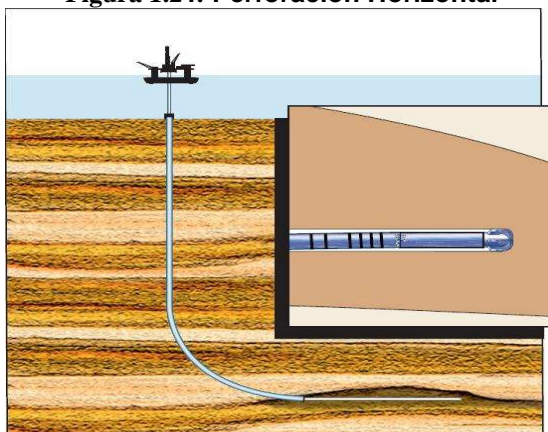
1.5 PERFORACIÓN HORIZONTAL

Los pozos horizontales y multilaterales posicionan el pozo mucho más cerca de la zona de interés, proporcionan mayor productividad que un pozo vertical, debido a su mayor exposición al yacimiento. Los gastos adicionales involucrados, a menudo hacen que este tipo de pozos no sean 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 $K_h > K_v$, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a

menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación. Ver figura 1.24. 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.

Figura 1.24: Perforación Horizontal



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

1.5.1 CLASIFICACIÓN DE POZOS POR SU BUR (BUILD UP RATE)

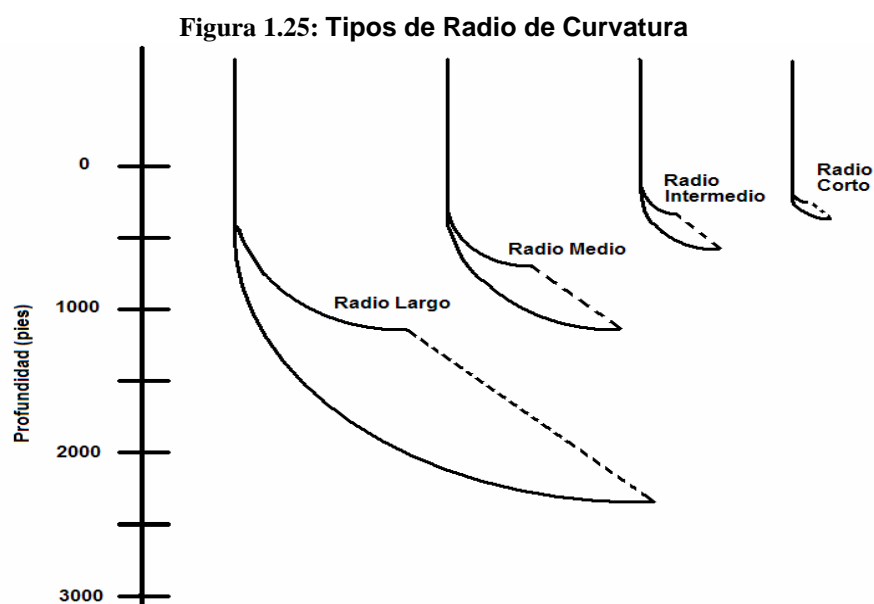
Radio corto y ultra corto: Tienen curvas de 60 hasta 200°/100 pies y se alcanzan radios desde 95 a 28 pies en los casos más extremos. Ver figura 1.25. El equipo direccional para la perforación de este tipo de pozos incluye:

- Motores de construcción articulado
- Motor lateral articulado
- Sistema de MWD articulado

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. Los pozos de radio medio usan muchos de los componentes de BHA (Bottom Hole Assemble) 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. Ver figura 1.25.

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. Ver figura 1.25.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

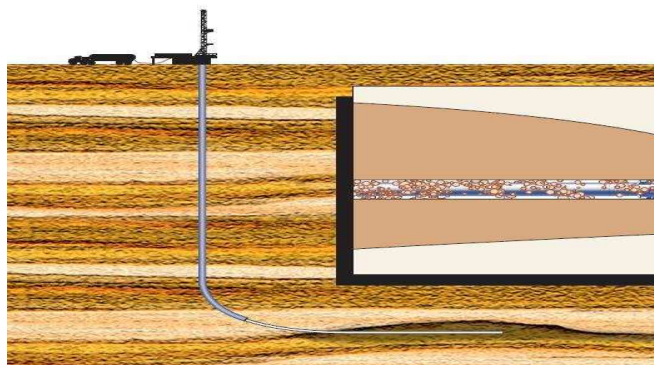
1.6 PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Es definida como la técnica de perforar haciendo que la presión de formación sea mayor que la presión ejercida por el fluido de control en la columna. Generalmente se usan fluidos de perforación base aire, como el gas, el nitrógeno, etc. Cuando se necesita perforar un pozo con esta tecnología el sistema de transmisión de datos en tiempo real usado es el **sistema electromagnético** ya que éste es totalmente independiente de fluido de

perforación utilizado. Ver figura 1.26. Entre las ventajas de perforar bajo balance tenemos:

- Minimizar el daño de formación, reduciendo o en su defecto eliminando la necesidad de costosos programas de estimulación.
- Reducir las pérdidas de circulación y los incidentes de pega de tubería.
- Incrementa la tasa de penetración, ROP (Rate of Penetration), alargando la vida de la broca.

Figura 1.26: Perforación bajo balance



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

1.7 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Con el fin de familiarizarse con los conceptos y definiciones más comunes, relacionados con la tecnología de perforación se presenta a continuación aquellos considerados como más importantes.

Profundidad Medida, Measured Depth (MD): Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Se puede conocer también mediante la suma de las longitudes de la tubería que es introducida al hueco.

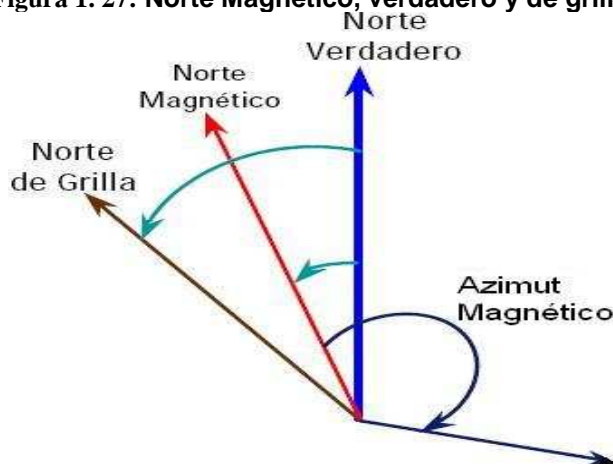
Profundidad Vertical Verdadera, True Vertical Depth (TVD): Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo.

Norte verdadero: Es la dirección del polo norte geográfico, el cual yace sobre el eje de rotación de la Tierra. Ver figura 1.27.

Norte de Mapa o de Grilla: Es la dirección norte sobre un mapa, el cual corresponde al norte verdadero sólo en el meridiano central, todos los demás puntos deben corregirse por convergencia, esto es por el ángulo entre el norte del mapa y el norte verdadero en cualquier punto. Ver figura 1.27.

Norte Magnético: Es la dirección de la componente horizontal del campo magnético terrestre por un punto seleccionado sobre la superficie de la tierra. Ver figura 1.27.

Figura 1. 27: Norte Magnético, verdadero y de grilla.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Convergencia: Ángulo de diferencia entre el norte verdadero y el de mapa.

Declinación Magnética: Angulo de diferencia entre el norte magnético y el norte verdadero. Se determina con cartas y es específica para cada punto de la tierra. Está en el orden de los 3° hacia el oeste del norte verdadero, pero su valor es variable con el tiempo y con la posición que se desee medir.

Inclinación: Es el ángulo en grados entre la vertical dado por el vector de gravedad, como indicaría una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

Azimut (Dirección de pozo): Es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte

de referencia; el que puede ser el norte verdadero, magnético o de grilla. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimut con respecto al norte magnético, pero las coordenadas calculadas posteriormente pueden ser referidas al norte verdadero o al norte del mapa.

Cara y orientación de la herramienta (Toolface): El término de Toolface se usa para referirse a la orientación de la herramienta, y puede ser la medida angular de la cara de una herramienta con respecto al lado alto del pozo o al norte.

Lado alto del pozo: Es el lado del directamente opuesto a la fuerza de gravedad. El punto que representa el lado alto es importante para la orientación de la cara de la herramienta. Es así como, a una inclinación de 0° no existe lado alto del pozo, y las herramientas direccionales están paralelas al vector de la gravedad; por lo tanto el pozo no tiene dirección horizontal, el eje del pozo se encuentra como un punto y como una línea sobre el plano horizontal.

Interferencia Magnética: Son los cambios en el campo magnético de la tierra en las cercanías de la herramienta de registro, causado por presencia de tubería de revestimiento u otras tuberías en el pozo, pozos cercanos, o por las propiedades magnéticas de la misma formación.

Collar no magnético o monel: Las herramientas de registro magnético requieren este tipo de herramientas para evitar la interferencia con la sarta de perforación, el instrumento de medida debe colocarse en el interior de una longitud suficiente de collares no-magnéticos para aislarlos de la influencia magnética de la sarta de perforación.

Dip: Angulo formado por la superficie terrestre y las líneas de campo magnético de ella misma en un punto determinado. 0 en el Ecuador, 90 en los polos.

Sección vertical: Es la distancia horizontal medida desde la vertical teórica hasta determinado punto de la trayectoria y en una proyección determinada por la dirección de la sección vertical.

Dirección de la Sección Vertical: Es la dirección en la que se traza el plano de proyección de la trayectoria y determina la sección vertical. Puede ser variada arbitrariamente y depende del observador.

Pata de perro (Dog Leg): Es la curvatura total del pozo, la combinación de cambios en inclinación y dirección entre dos estaciones de registro direccional, se mide en grados por cada 100 pies. Conocido también como BUR (Build Up Rate).

KOP. Kick off point: Conocido como punto de desvío es el comienzo de la sección de construcción, la cual se diseña por lo general con una rata constante de construcción.

EOB (End of Build): Es el punto donde termina la sección de construcción, es simplemente el cambio medido en ángulo dividido por la profundidad perforada. 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.

Cierre: Es la recta desde el punto de referencia en superficie hasta cualquier coordenada en el plano horizontal, se usa para definir el fondo del pozo.

Sidetrack: Es el procedimiento de perforación direccional por medio del cual a partir de un pozo perforado se inicia una nueva trayectoria a cierta profundidad por diferentes motivos como un re-entry, abandono, pesca sin éxito, etc.

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. El propósito de esta caída es generalmente posicionar el pozo en el yacimiento con la orientación óptima a la permeabilidad de la formación o 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.

Índice de Formación: Es un valor determinado por medio de software de Halliburton - Sperry Drilling Services que asigna un número para ciertos escenarios de perforación indicando la tendencia de la formación cuando es perforada con cierto ensamblaje, a cierta inclinación y con determinado peso. Los límites van desde -100 hasta 100, donde -100 es alta tendencia a construir, 0 es tendencia neutra y 100 es alta tendencia a tumbar.

1.8 HERRAMIENTAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

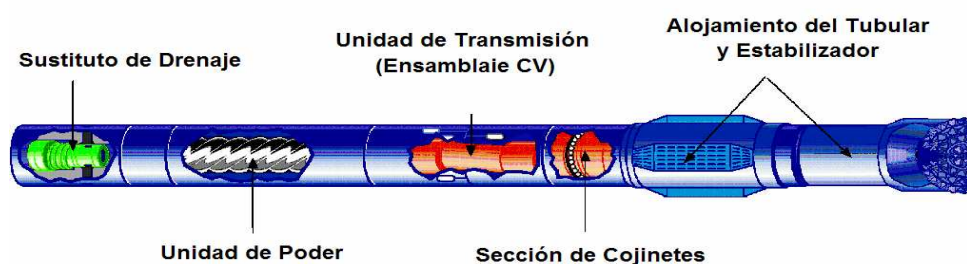
El control direccional en la mayoría de los pozos con trayectoria controlada, de radio largo, medio o corto, se hace a través de dos tipos básicos de BHA (Bottom Hole Assemble): BHA dirigidos con motores de fondo y BHA rotarios. Las técnicas de desviación, tales como propulsión de la broca o desviaciones con whipstocks, no son tan comunes como en el pasado. Tampoco es común el uso de herramientas de registro de desviación con cable como steering tools o single shot; han sido reemplazadas por herramientas que brindan registros de desviación y eléctricos en tiempo real mientras se perfora (MWD y LWD).

1.8.1 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.

Motor de desplazamiento positivo: Accionados por el fluido de perforación que hace que la broca gire sin que la sarta de perforación lo haga. La potencia del motor es generada por una geometría rotor/estator. El flujo de fluido de perforación a través de estas cavidades fuerza al rotor a moverse. En la figura 1.28 se esquematiza la configuración de un motor.

Figura 1.28: Configuración de un motor



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Motores dirigibles: Su característica principal es un “codo” ajustable en la carcasa del motor cerca de la broca y con uno o más estabilizadores. El motor puede operar en dos modos: el modo deslizando y el modo rotatorio. En el modo deslizando, el motor se orienta rotando la sarta muy despacio utilizando las señales del MWD para determinar el “toolface” o posición de la herramienta, cuando esto sucede la sarta de perforación se “desliza” (avanza perforando sin rotar la sarta), con un torque proporcionado por el motor. La capacidad de construir y girar del motor se conoce como capacidad de “dog leg” y va comúnmente de 1 a 15°/100 pies.

Turbinas: Emplean el fluido de perforación como fuente de energía para mover las aletas de metal que rotan la broca, son 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.

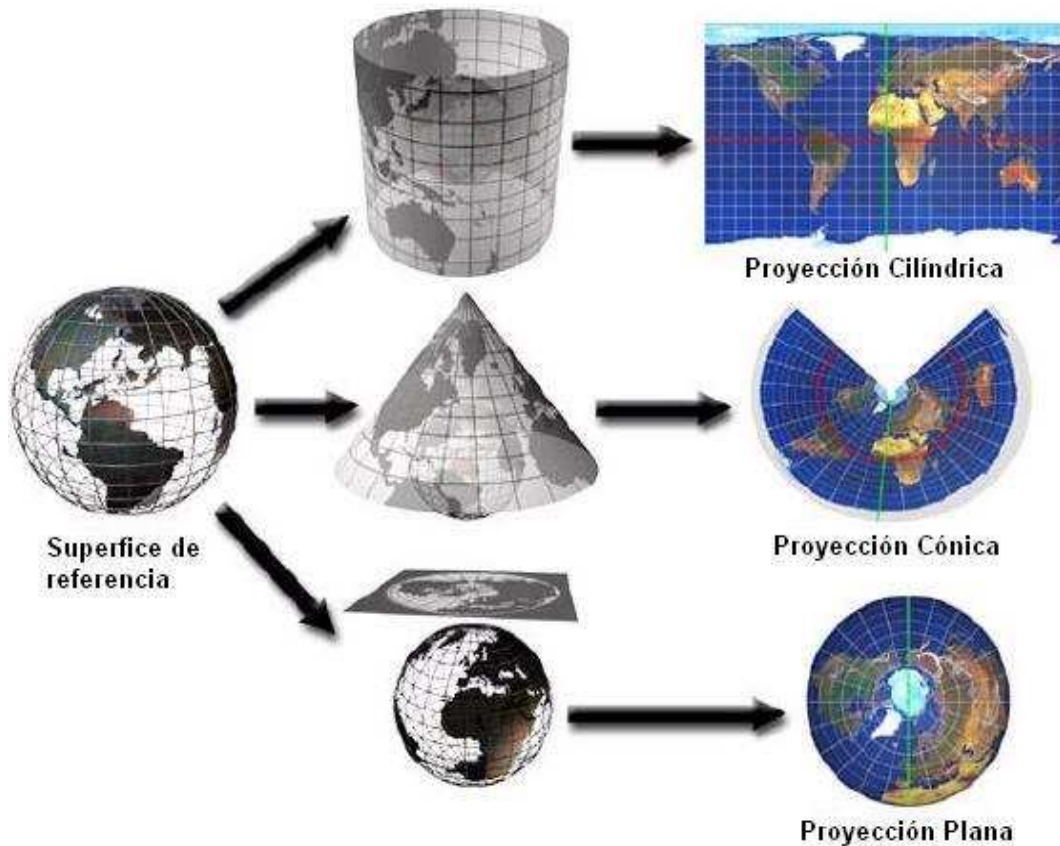
1.9 SISTEMAS DE COORDENADAS Y POSICIONAMIENTO

Existen diferentes sistemas de coordenadas para representar la Tierra en forma plana. Entre los componentes cartográficos de la tierra tenemos a la latitud, que son paralelos, 180 líneas de latitud imaginarias paralelas al Ecuador; tenemos a la longitud, 360 líneas de longitud transversales que van del Polo Norte al Sur. Cada línea de latitud y longitud representa 1 grado, cada grado es dividido en 60 minutos y cada minuto es dividido en 60 segundos.

Los mapas geográficos son creados al proyectar la superficie curva de la Tierra sobre una superficie plana. Ver figura 1.29.

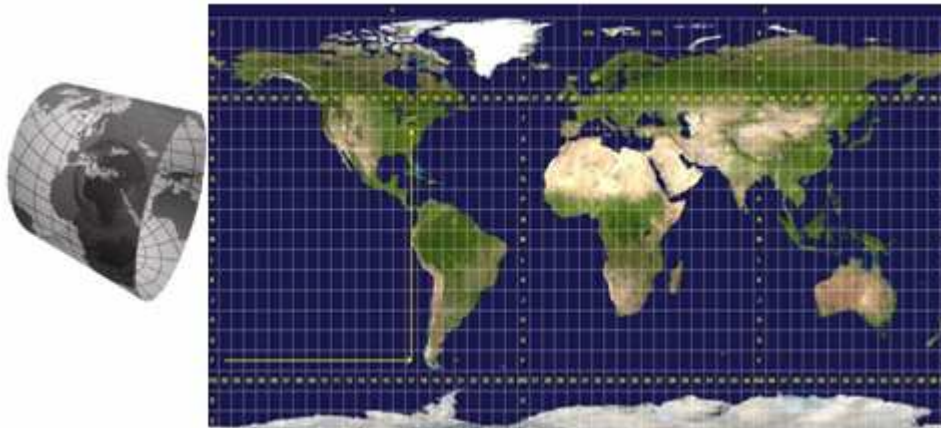
El resultado de la proyección sobre el mapa es un sistema de grilla o de retícula sobre la superficie plana. El más usual es el Sistema de Coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator), el cual se deriva de la proyección del elipsoide terrestre sobre un cilindro transversal envolvente. El sistema divide a la tierra en 60 Zonas, cada una de 6° de amplitud. Cubriendo una distancia total desde el paralelo Norte 84° hasta el Sur 80°. Ver figura 1.30.

Figura 1.29: Sistemas de Coordenadas



Fuente: www.slb.com – Oilfield Review 2004 – Fundamentos de Perforación Direccional

Figura 1.30: Sistema de Coordenadas UTM



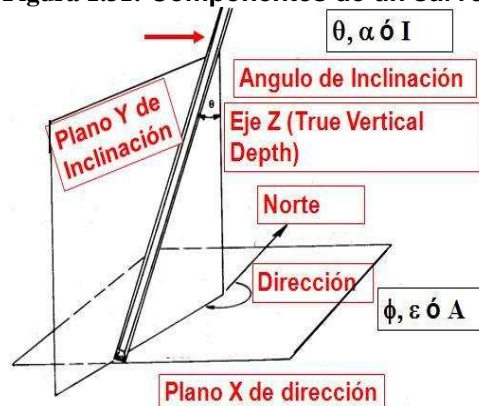
Fuente: www.slb.com – Oilfield Review 2004 – Fund. de Perforación Direccional, Wikipedia – UTM

1.9.1 CÁLCULOS DE LA TRAYECTORIA

Para los cálculos de trayectoria se introduce un concepto denominado estaciones de survey, que son grupos de datos suministrados por los sensores de MWD. Un survey es un conjunto de datos que se usan para describir la posición del pozo, puede determinar la posición actual del fondo del hoyo como

también proveer información acerca de la orientación de las herramientas de fondo. Ver figura 1.31.

Figura 1.31: Componentes de un survey



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Su importancia radica en el monitoreo continuo para asegurarse de que el objetivo (Target) pueda ser alcanzado y en el proporcionar la TVD para tener seguridad del área geológica que se está perforando. Se pueden tomar surveys mientras se perfora, y estos pueden ser transmitidos a la superficie por medio de telemetría y/o pueden ser grabados en una memoria en la herramienta de fondo. Las mediciones más importantes recogidas por el survey son:

- Inclinación.
- Azimut.
- Profundidad Medida (MD).
- Toolface.

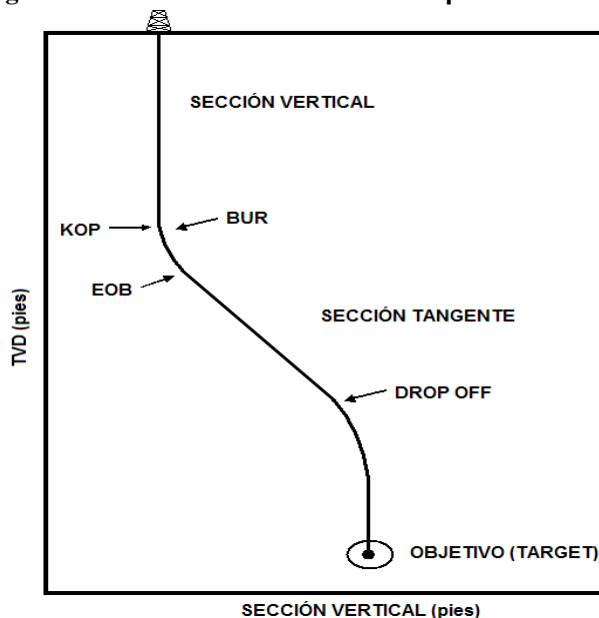
1.9.2 PLAN DIRECCIONAL

Para la planeación direccional hay muchas opciones de programas cuya aplicación efectiva compromete un conocimiento profundo de principios de ingeniería. Ver figura 1.32. Las variables fundamentales que dictan la trayectoria son la localización de superficie y 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, puede ser “J”, “S”, u horizontal.

Figura 1.32: Planeación básica de un pozo inclinado.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

1.10 DISPOSITIVOS PARA LA MEDICIÓN DE UNA DIRECCIÓN

La trayectoria real de un pozo, se determina midiendo la inclinación y la dirección a varias profundidades, las cuales son determinadas por herramientas magnéticas y giroscópicas. Debido al desarrollo de la tecnología en lo que a telemetría concierne actualmente existen arreglos de magnetómetros y acelerómetros para tomar un survey. La energía se proporciona con baterías, cable conductor o por un generador accionado por el fluido de perforación. A diferencia de los instrumentos giroscópicos, los demás necesitan collar no magnético para tener resultado confiables. Esto se debe a que pueden verse afectados por materiales metálicos cercanos, tubería de revestimiento o pozos cercanos.

Magnetómetros: Se utilizan para medir el campo magnético. Con el acelerómetro mido el azimut y el Toolface. El campo magnético total en cualquier punto de la superficie de la Tierra es la suma de variaciones locales (características geológicas o arqueológicas), sumadas a las variaciones en la

intensidad del campo magnético terrestre. Esto significa que el campo magnético total es distinto para cada punto geográfico y que puede ser medido con el magnetómetro, el cual se utiliza para medir la dirección y/o intensidad de campos magnéticos.

Acelerómetro: Se utilizan para medir el campo gravitacional terrestre local, cada acelerómetro consiste de una masa magnética suspendida en un campo electromagnético. La gravedad desvía la masa de su posición de equilibrio, se aplica al sensor una cantidad de corriente suficiente para que regrese la masa a su posición de equilibrio, esta corriente es directamente proporcional a la fuerza gravitacional que actúa sobre el cuerpo. El acelerómetro mide la inclinación y el Toolface.

Btotal: Resultante vectorial de la combinación de los 3 vectores medidos por el magnetómetro en la herramienta de MWD y corresponde al valor del campo magnético terrestre medido en nanoteslas.

Gtotal: Resultante vectorial de la combinación de los 3 vectores medidos por el acelerómetro en la herramienta de MWD y corresponde al valor de la gravedad expresada en g's.

1.10.1 INSTRUMENTOS GIROSCÓPICOS

Estos instrumentos no requieren el uso de una herramienta antimagnética, ya que un giroscopio toma el lugar de una brújula, ya sea desde superficie o mediante un sistema de encendido automático. El giroscopio funciona a unas 50000 RPM. Esta operación genera un campo magnético terrestre, permitiendo registrar el norte verdadero.

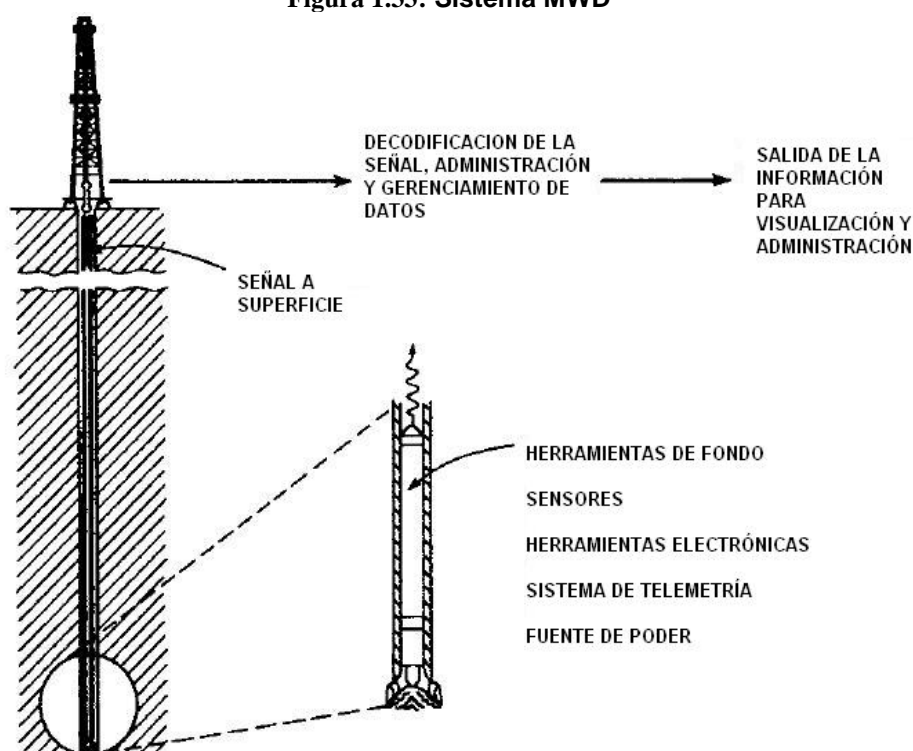
1.11 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)

Los sistemas de MWD (Measurement While Drilling) desarrollados por Halliburton - Sperry Drilling Services han sido diseñados para conocer una gran

variedad de datos direccionales, tales como, registros eléctricos, geonavegación, y aplicaciones eficientes en la perforación.

Estos datos, medidos mientras se perfora, están disponibles en tiempo real, grabados en la locación y pudiendo ser transmitidos hacia un centro de operaciones o a cualquier lugar del mundo, en tiempo real, con conexiones de Internet seguras. Los diseños disponibles permiten configurar la herramienta para varias combinaciones de sensores y BHA específicos. Ver figura 1.33.

Figura 1.33: Sistema MWD



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Los sistemas de telemetría disponibles proveen información en diferentes condiciones de perforación y con cualquier tipo de fluido de perforación. La información transmitida en tiempo real puede ser respaldada por una memoria de fondo retirada en cada cambio de broca. Los golpes, la vibración, y el calor del ambiente de perforación en el fondo hacen que el tiempo de vida del instrumento electrónico se vea afectado. El mejoramiento continuo ha permitido progresos en el diseño y calidad, lo que ha derivado en una amplia confiabilidad en los sistemas actuales. Los sistemas para MWD contienen tres subsistemas primarios:

- Un paquete de sensores de fondo.
- Un método para enviar información (telemetría) desde el paquete de sensores de fondo a superficie mientras avanza la perforación.
- Equipo de superficie para recibir la información y ponerla en un formato adecuado.

1.11.1 PARÁMETROS A MEDIRSE CON EL SISTEMA MWD

Los sistemas de MWD disponibles hoy en día están diseñados para satisfacer las altas necesidades de la industria.

Existen algunos parámetros que pueden ser medidos directamente o calcularse en tiempo real, así estos parámetros tienen diferentes aplicaciones cuya validez depende del tipo de pozo que se perfora y de la zona en que se opera, de modo que se puede dividir a los parámetros según su aplicación de la siguiente manera:

- Control de la perforación.
- Evaluación Geológica.
- Detección de presiones.

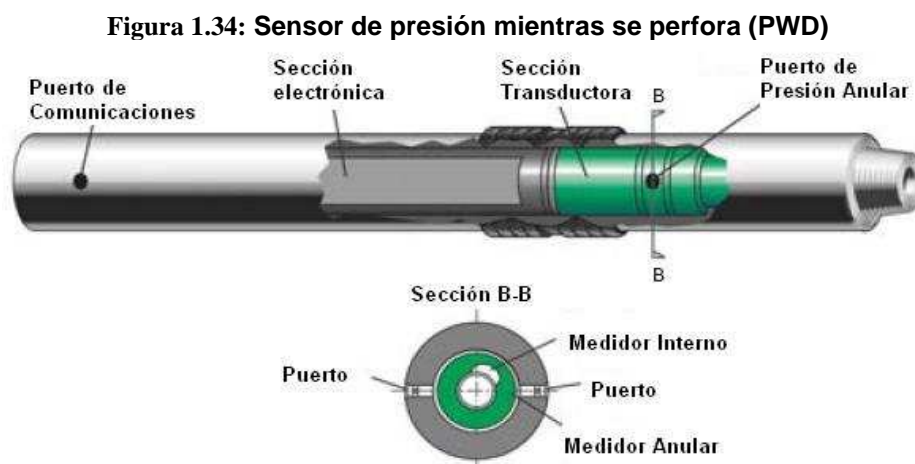
En el control de la perforación se tomaran en cuenta variables como la dirección, la inclinación, posición de la herramienta, peso sobre la broca (WOB – Weight Over Bit), torque, temperatura, propiedades del lodo, vibración y aceleración de la broca, y otros parámetros más. Con un sistema de MWD tenemos información acerca de la evaluación geológica, es decir; registros de la formación, entre los que se pueden incluir: resistividad, rayos gama, porosidad, entre otros.

1.11.1.1 Detección de presiones

El conocimiento de la presión de formación que se está perforando es de vital importancia en especial en zonas cuya geología es complicada o relativamente desconocida, en caso de pozos exploratorios. La única forma de conocer la presión real de la formación es la medición directa, un hecho impracticable durante la perforación, actualmente, existen varios métodos como:

- Densidad de lutitas. (DL)
- Exponente "A" de perforación. (E "A")
- Resistividad de lutitas. (RL)
- Radioactividad (GAMA)

Para su determinación es necesario conocer varios parámetros como velocidad de penetración (ROP – Rate of Penetration), peso sobre la broca (WOB – Weight Over Bit), velocidad rotatoria, litología, diámetros desgaste y de la broca, peso de lodo, profundidad vertical, resistividad y radioactividad de la formación. Halliburton – Sperry Drilling Services ha desarrollado un sensor denominado PWD, Pressure While Drilling, el cual tiene un sensor que mejora el performance de las mediciones de presión de fondo tanto interna como en el anular durante la perforación. Ver figura 1.34.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Éstas medidas de presión proveen información de la hidráulica de fondo y del estado del fluido, ayudando a optimizar el proceso de perforación usando cualquiera de los sistemas de telemetría: pulso de lodo positivo, negativo, o electromagnético. Puede operar solo o en conjunto; es decir con otros equipos de evaluación de formaciones y perforación direccional. Los sensores inteligentes electrónicos mejoran muchas funciones, entre ellas:

- Detectar las transiciones de encendido y apagado de las bombas.
- Medir la presión del anular y la presión interna en un rango de 0 a 22500 psi.

- Grabar la presión del anular y la presión interna.
- Medir la temperatura del anular y la temperatura interna.

1.12 ELECTRICIDAD BÁSICA

Cada clase de materia contiene una determinada cantidad de partículas eléctricamente activas, los protones y los electrones, dependiendo del tipo de carga. La cantidad "Q" de electricidad contenida en un cuerpo es determinada por las cantidades de electrones en defecto o en exceso. Por su parte los campos eléctricos se conocen como el medio donde las cargas de electricidad ejercen determinadas acciones, por ejemplo el movimiento de electrones o fuerzas mecánicas.

Si en un campo eléctrico se introduce una determinada cantidad de electricidad Q en un cuerpo se ejercerá sobre éste una fuerza mecánica F, la relación F/Q se denomina intensidad del campo eléctrico medido en voltio por centímetro. De la misma manera si una determinada cantidad de electricidad Q, se desplaza en un campo homogéneo a lo largo de una trayectoria definida se realizará un trabajo, conocido como tensión eléctrica o voltaje, medido en voltios. Esta tensión eléctrica lleva también el nombre de diferencia de potencial, ya que una tensión se produce siempre entre dos puntos.

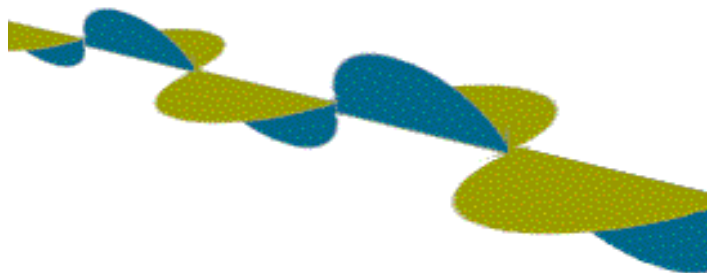
El campo magnético nace de los movimientos de los electrones, en forma de corrientes eléctricas sobre los conductores, o en el interior de los átomos o moléculas. Los campos magnéticos uniformes aparecen en el interior de las bobinas de mucha longitud. La intensidad de estos campos se mide por las acciones ejercidas por los mismos: producción electromagnética de una tensión eléctrica y fuerzas mecánicas. La magnitud vectorial que mide este campo se conoce con el nombre de inducción magnética y se representa como B. Así como la tensión eléctrica está la tensión magnética producida entre dos puntos, la unidad de medición es el amperio.

Ondas electromagnéticas: Quizá el mayor logro teórico de la física en el siglo XIX fue el descubrimiento de las ondas electromagnéticas. El primer indicio fue

la relación imprevista entre los fenómenos eléctricos y la velocidad de la luz. En la naturaleza, las fuerzas eléctricas se originan de dos formas. Primero está la atracción o la repulsión eléctrica entre las cargas eléctricas positivas y negativas, en segundo lugar están la atracción y la repulsión entre corrientes eléctricas paralelas. Pero, las corrientes y las cargas eléctricas están relacionadas, por lo que así podremos basar la unidad de corriente en la unidad de carga, o sea, definirla como la corriente en la que en cada segundo pasa una unidad de carga por cualquier sección transversal de un conductor.

James Clerk Maxwell, propuso que las ecuaciones de la electricidad necesitaban un término adicional, que representase a una corriente eléctrica que pudiera viajar a través del espacio vacío, pero sólo mediante oscilaciones muy rápidas. Añadiendo ese término (la "corriente de desplazamiento"), las ecuaciones de la electricidad y del magnetismo permitían que existiese una onda que se propagase a la velocidad de la luz. La Figura 1.35 ilustra ese tipo de onda, verde en su parte magnética y azul en su parte eléctrica. La onda está dibujada propagándose a lo largo de una línea.

Figura 1.35: Onda electromagnética



Fuente: www-istp.gsfc.nasa.gov/Education/Memwaves.html

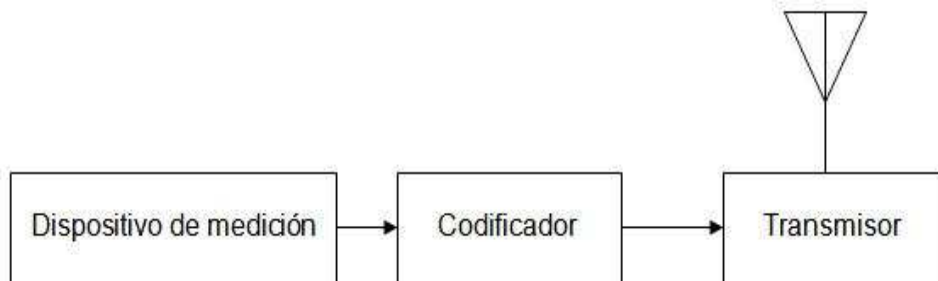
Después Heinrich Hertz, en Alemania, mostró que una corriente eléctrica saltando adelante y atrás en un hilo (actualmente se le podría llamar "antena") podía ser la fuente de esas ondas. La corriente, de acuerdo con la ley de Ampere, también produce un campo magnético, pero este campo disminuye rápidamente con la distancia. Las chispas eléctricas producen ese tipo de corrientes cuando saltan entre dos puntos y Hertz, en 1886, usó estas chispas para enviar una señal de radio a través de su laboratorio.

1.13 CONCEPTOS BÁSICOS DE TELEMETRÍA

La telemetría es la medición de procesos y eventos a distancia. Es la práctica de sentir, medir, transmitir y recibir la medida de las variables, con el propósito de usar la información en algún lugar remoto, transmitirla a un observador lejano, mediante canales de radiofrecuencia. En los sistemas característicos, la medición de los datos se obtiene en su fuente con sensores o transductores y se condiciona localmente para transmitir, en un formato codificado, a la estación receptora.

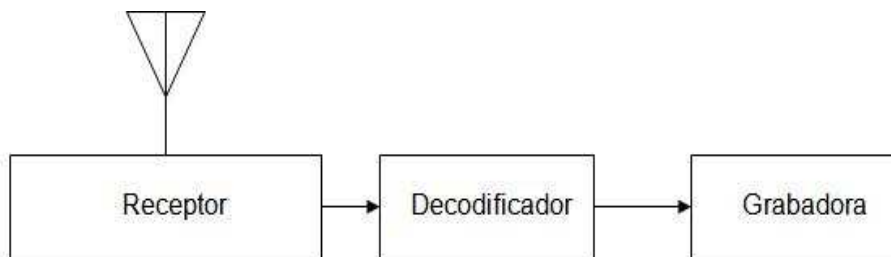
La obtención de datos generalmente se realiza por medios automáticos desde localidades inaccesibles, tales como operaciones aeronáuticas, espaciales, boyas oceanográficas, y estaciones de perforación como es nuestro caso. Las clases de información teledada incluyen datos de ingeniería (velocidad, presión, temperatura, intensidad de flujo, tensión, etcétera), datos científicos (conteo de radiación, salinidad, fortaleza del campo magnético, etcétera) y datos biológicos. Las terminales receptoras para telemetría son estaciones fijas o móviles que incluyen receptores, grabadores y equipo adecuado para el análisis y despliegue de datos. Normalmente cada variable se asigna a un canal único. Los datos pueden transmitirse en formato análogo o digital. Un sistema de telemetría consta de un sensor de medición, un codificador que traduce las lecturas del sensor en impulsos eléctricos y un radiotransmisor modulado con una antena. Ver figura 1. 36.

Figura 1.36: Diagrama de bloques de un transmisor de telemetría.



Fuente: Electrónica Diccionario enciclopédico, McGraw Hill, Tomo III
Elaborado por: Richard Torres V.

Un receptor de telemetría consta de un receptor de radio con una antena, un decodificador y una grabadora. Ver figura 1. 37.

Figura 1.37: Diagrama de bloques de un receptor de telemetría.

Fuente: Electrónica Diccionario enciclopédico, McGraw Hill, Tomo III
Elaborado por: Richard Torres V.

1.13.1 SISTEMAS DE TELEMETRÍA

Los sistemas consisten en la adquisición, procesamiento, transporte, almacenamiento electrónico de datos y visualización de cualquier evento, proceso o variable medida a distancia. Se emplea la instalación de sensores para que se ajusten a los requerimientos de las variables físicas que se requieren medir y de la conexión de estos con los sistemas. Ver Tabla 1. 2.

Tabla 1.2: Sistemas de Telemetría

Sistema	Tipo	Características
Eléctrico	Cable	Alta cantidad de Bits, usado en Wireline.
Fibra Óptica	Cable	Alta cantidad de Bits, no usado actualmente.
Telemetría Acústica	Wireless	Baja cantidad de bits, usado en herramientas y pruebas.
Telemetría mediante pulsos de lodo	Wireless	Baja cantidad de bits, usado en MWD, LWD.
Telemetría Electromagnética	Wireless	Baja cantidad de bits, usado en herramientas, pruebas y MWD, LWD.

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

El transporte de la información se realiza en forma inalámbrica permitiendo entregar el servicio en tiempo real, para procesos o eventos que se desarrollen o ubiquen en lugares remotos ya sea en estado móvil o estacionario. Las plataformas y aplicaciones informáticas desarrolladas, cuenta con los más altos estándares de seguridad y permiten de manera amigable e intuitiva administrar, seleccionar, analizar, obtener y visualizar la información adquirida. La

visualización se puede realizar a través de tablas, gráficos y análisis estadísticos, que se puedan ajustar para un fácil entendimiento.

En el siguiente capítulo se desarrollarán los tipos de telemetría enunciados en la tabla 1.2 y se dará una idea más robusta en lo que concierne a la transmisión de datos en la perforación de pozos.

CAPITULO II

TIPOS Y SISTEMAS DE TELEMETRÍA

Muchos sistemas MWD están siendo actualmente desarrollados, pero muy pocos han mostrado fiabilidad con respecto al diseño y lo más importante, el soportar las exigencias que la industria de la perforación propone. Todos los sistemas de telemetría tienen sensores para monitorear las variables de la perforación y las propiedades de la formación. Los sensores se seleccionan de acuerdo al tipo de información requerida: variables de la perforación y del hoyo en sí, o características de la formación.

Entre los tipos de telemetría se nombrarán dos grandes grupos, con cable y sin cable, y dentro de estos se desarrollaran los sistemas de telemetría usados en la perforación de pozos, se va a mencionar aquellos que de cierta manera han sido relevantes a lo largo de la evolución tecnológica de la toma de datos mientras se perfora, Measurement While Drilling (MWD), también se nombrará un sistema que si bien no es de uso exclusivo MWD nos dará una idea más clara en lo que a la transmisión de datos concierne.

Se profundiza y se pone relevancia en dos sistemas particulares, el sistema electromagnético y el sistema de telemetría con pulsos positivo de lodo, ya que el objeto del presente capítulo busca establecer los parámetros para un posterior análisis comparativo entre estos dos sistemas.

2.1 TELEMETRÍA CON CABLE

2.1.1 TELEMETRÍA CON CABLE DE ACERO (WIRELINE)

Es la transmisión energía y datos mediante un multiconductor o un monocable de un máximo de 30000 pies de longitud usado para la toma de registros.

- Multiconductor: Conductor de 7 cables.
- Monocable: Un conductor. (Usado para la toma de registros).

2.1.1.1 DITS (Digital Interactive Telemetry System)

El sistema DITS posee un módem en superficie para decodificar la telemetría wireline, para decodificar los pulsos bipolares de telemetría desde el monocable. El sistema interactivo digital de telemetría (DITS) contempla algunas subdivisiones, entre las que se puede resaltar:

D4TG - DITS Subsurface Telemetry Unit with Gamma: Es una unidad subsuperficial de telemetría que usa la tecnología DITS con la tecnología de emisión de rayos Gamma. Sus principales características son:

- Desarrolla la telemetría mediante un multiconductor.
- Se usa para operaciones a hueco abierto y entubado.
- Su diámetro exterior nominal (OD) es de 3 5/8" y 3 3/8".
- La información del cable es modulada en código duobinario con frecuencia de 54.4 KHZ. La codificación duobinaria permite transmitir el doble de cantidad de datos en la mitad del ancho de banda.
- La cantidad de datos hacia arriba del hueco es variable, desde 13.6 KBD a 217.6 KBD. La cantidad de datos del D4TG es expandible a 435.2 KBD.
- El D4TG es calibrado para una temperatura de operación de 350°F.

HETS - Hostile Environment Telemetry Sub: Es una unidad subsuperficial de telemetría para ambientes hostiles que usa la tecnología DITS. Sus principales características son:

- Desarrolla la telemetría mediante un multiconductor.
- Su diámetro exterior nominal (OD) es de 2 3/4" y
- La cantidad de datos hacia arriba del hueco es variable, desde 13.6 KBD a 108.8 KBD y puede usarse en hueco entubado
- La cantidad de datos hacia abajo del hueco es manejada, desde 9.06 KBD.
- El HETS es calibrado para una temperatura de operación continua de 500°F, para 6 o 7 horas.

TTTC-B (Thru Hole Tubing Telemetry Cartridge): Es un conjunto telemétrico que usa la tecnología DITS. Sus principales características son:

- Desarrolla la telemetría mediante un monocable.
- Su diámetro exterior nominal (OD) es 1 11/16”.
- Se usa para tomar registros de producción.
- La cantidad de datos hacia arriba del hueco es 22 KBD y 34 KBD.
- La velocidad de datos para descargas es 2.876 KBPS.

2.1.2 TELEMETRÍA CON FIBRA ÓPTICA

Este tipo de telemetría no ha sido desarrollada para la toma de datos mientras se perfora, es decir en sistemas MWD. Dado las bondades conocidas por la fibra óptica, en lo que velocidad de transmisión de datos concierne, resulta interesante la idea de realizar un estudio referente a este tema, pero los alcances de este proyecto no son esos.

2.2 TELEMETRÍA SIN CABLE (WIRELESS)

Los sistemas de telemetría MWD/LWD sin cable han sido diseñados para proporcionar una rápida comunicación de la información de fondo con un mínimo impacto en las operaciones de perforación.

2.2.1 TELEMETRÍA ACÚSTICA

En un inicio la transmisión de la información mediante la propagación de ondas acústicas a través de la tubería fue identificada como un potencial método de comunicación de alta velocidad. Se usa básicamente para pruebas DST (Drill Steam Test). La telemetría acústica suministra adquisición de datos en tiempo real. Se provee una memoria Buffer para almacenar y transmitir la información, en tiempo no real. Tiene un sistema de baterías que duran 20 días. El principio de funcionamiento radica en generar energía acústica que será transmitida en tiempo real a través de la pared de la sarta. Este sistema está provisto de múltiples sensores que proveen la presión y temperatura adecuada monitoreada en el fondo. Se puede usar un cable de acero (Wireline), para tener diagnósticos de la herramienta o para obtener los datos de la memoria.

El mecanismo clave en este sistema son los elementos piezoeléctricos colocados en todos los módulos de comunicación, los cuales tienen la habilidad de convertir la energía en acústica en energía eléctrica, además cada componente del sistema de telemetría acústica tiene un acelerómetro que actúa como un micrófono muy sensitivo que recibe las señales acústicas.

La profundidad máxima operacional para la transmisión de corriente, usando un repetidor es 12000 pies. La información puede ser transmitida usando un modulador de frecuencia. La velocidad de transmisión de datos es de 5 a 10 bits por segundo. La presión de trabajo es de 17000 psi y la temperatura de 350° Fahrenheit.

Consideraciones de diseño: Incluyen: características del hoyo y casing, desviación del hoyo, propiedades físicas del lodo de perforación, y la dimensión del contacto entre la tubería y la pared del hoyo. Adicionalmente la atenuación depende de las características mecánicas, construcción, y tipo de conexión entre las tuberías de la sarta.

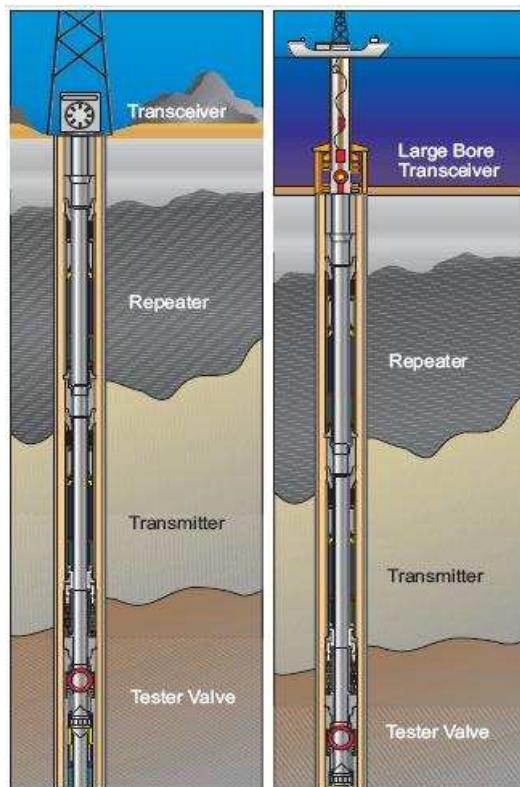
Operación: El transmisor de fondo ubica tres sensores. Cada sensor almacena más de 440000 grabaciones en la memoria permitiendo una gran flexibilidad durante las operaciones. En tiempo real, cada dos minutos el transmisor envía la información recolectada al repetidor, y éste lo transporta a superficie para su decodificación. El paquete de información incluye 12 lecturas de tiempo, presión y temperatura, cada uno en intervalos de 10 segundos.

Componentes: El sistema incorpora un transmisor de alto poder manejado por un procesador de señal que maximiza la energía de entrada en frecuencias particulares, minimizando la dispersión y los efectos de distorsión; es el componente de fondo más cercano al reservorio y usualmente localizado sobre la válvula de prueba, sus sensores tienen la capacidad de enviar y recibir información.

El repetidor está posicionado entre el transmisor y el receptor, se usa para distancias mayores a 6000 pies. El receptor de superficie opera con baterías,

su función es hacer de interfase entre la información del reservorio y las instrucciones en la unidad de procesamiento de datos. Ver figura 2.1.

Figura 2.1: Diagrama de funcionamiento del Sistema de telemetría acústico

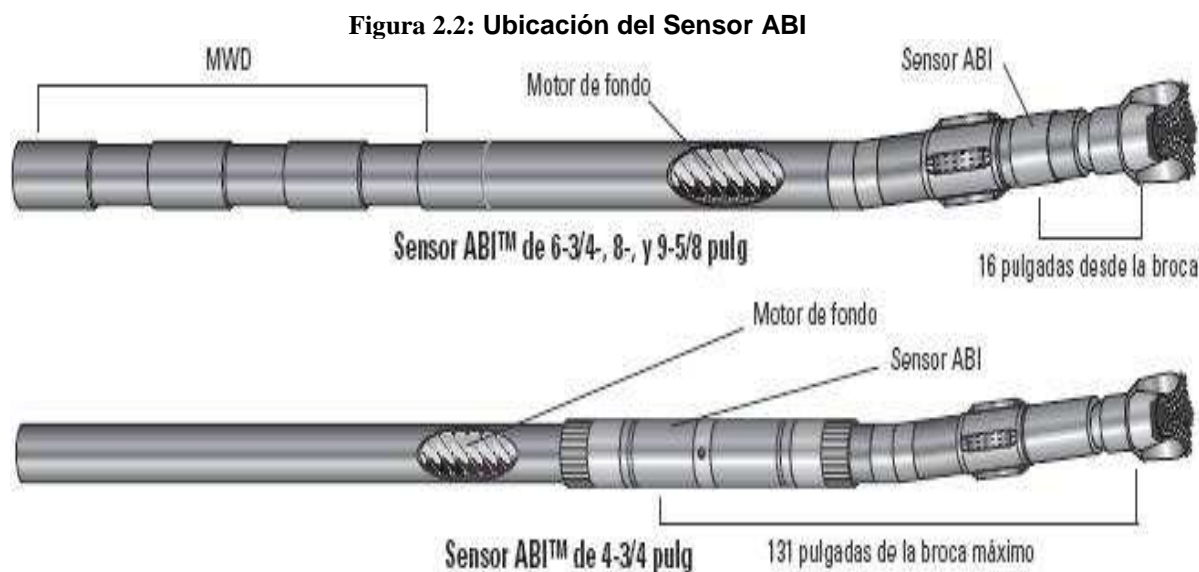


Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

El principio de funcionamiento de este sistema se aplica para el sensor At Bit Inclination (ABI). Muy usado en la actualidad.

2.2.1.1 Sensor ABI

El dato en tiempo real más crítico requerido para la perforación de pozos direccionales es el ángulo de inclinación. Sin embargo, durante años los perforadores direccionales se han visto obligados a trabajar con herramientas de MWD ubicadas a considerable distancia detrás de la broca, dejando que el perforador deduzca el comportamiento direccional del ensamble en el fondo del pozo. Solamente después de algunos pies de perforación ciega puede un perforador direccional saber el resultado de un cambio en los parámetros de perforación. Esto puede ocasionar tiempo de perforación perdido y rara vez resulta en un perfil del pozo más liso. Ver figura 2.2.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

El sensor ABI de Halliburton - Sperry Drilling Services tiene como principio de funcionamiento la telemetría acústica, pero a menor escala. El sensor permite reducir la ineficiencia e incertidumbre en la perforación de pozos direccionales, y además:

- Mide la inclinación a pocos pies de la broca y envía datos a superficie en tiempo real durante la perforación.
- Utiliza menos tiempo en el deslizamiento, lo que usualmente resulta en una rata de penetración promedio más alta.
- Reduce el número de Sidetrack debido a problemas de control direccional.

Funcionamiento: El sensor utiliza un paquete de acelerómetros triaxial ubicado a cierta distancia de la broca. Ver Figura 2.2. Se generan ondas acústicas y esta información se transmite por la sarta hasta la herramienta MWD y se incorpora a los datos en tiempo real que se transmiten a la superficie.

2.2.1.2 Telemetría acústica como sistema MWD

En la actualidad los sistemas de telemetría se enfocan a los pulsos de lodo y al sistema electromagnético, en esta sección se estudia a breves rasgos el desarrollo de un nuevo sistema de telemetría para MWD, la telemetría acústica.

Hoy en día se hacen varias pruebas piloto para ratificarlo como un método comercialmente viable, a continuación se nombra algunas partes importantes del sistema, con el objetivo de proporcionar una idea mas sólida de los sistemas MWD.

Este prototipo de sistema se ha convertido en una alternativa atractiva debido a sus dispositivos de telemetría de alta velocidad que son completamente independientes del fluido de perforación, hidráulica y propiedades de la formación. El sistema está compuesto de cuatro principales componentes:

Herramienta de Telemetría Acústica (ATT): La herramienta emite ondas acústicas de forma intermitente, debido a que son relativamente fáciles de producir y tienen buenas características de propagación. Entre sus componentes, incluyen un transmisor de cerámica denominado PZT, y un sistema transformador para que maneje la información de los sensores electrónicos y de la batería.

Herramienta Aisladora Acústica (AIT): Es un dispositivo mecánico diseñado para estar acústicamente enlazado con el ATT, su principal característica es actuar como un instrumento que aísla los componentes del BHA por debajo de este dispositivo ya que de no hacerlo el desempeño de la acústica en el transmisor no sería el adecuado, la señal se atenuaría o desaparecería. Ver figura 2.3.

Receptor Acústico Externo (EAR): Está instalado en el top drive o en el Kelly, entre sus componentes incluyen dos acelerómetros sensitivos para detectar la señal acústica que se propaga a través del Kelly o el Top Drive, un procesador y herramientas electrónicas para filtrar y amplificar la señal, un receptor – transmisor para las comunicaciones bidireccionales con el DDU y un paquete de baterías. Ver figura 2.3.

Unidad de Decodificación y Display Remota (DDU): Instalado en la cabina del perforador con las antenas remotas localizadas en el piso del taladro para soportar la comunicación entre el EAR y el DDU. Es el responsable de recibir

la señal del EAR y decodificar la información transmitida por el ATT de fondo, para mostrar esta información en la pantalla. Ver figura 2.3.

Figura 2.3: Componentes del Sistema MWD Acústico

Acoustic Telemetry Tool (ATT)



Fuente: SPE – Paper # 10521 – MS – P, Field Test Results of an Acoustic MWD System

Se han realizado pruebas piloto en el área de Canadá y se han utilizado dos diámetros de herramienta, una de 4 ¾ pulg. Y la segunda de 6 ½ pulg.

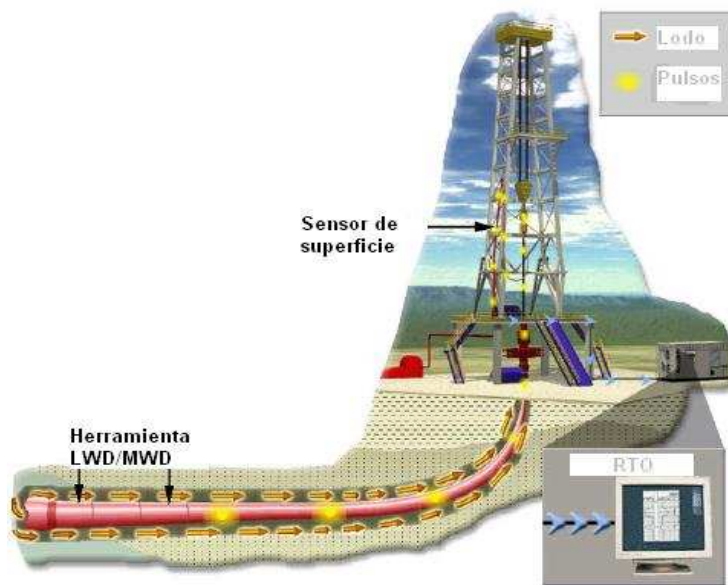
Después de varias pruebas se alcanzó a determinar las ventajas y limitaciones del sistema:

- No tiene restricciones con el uso de este sistema el tipo de fluido de perforación, ni sus propiedades, ni las tasas de flujo. Tampoco tiene restricciones con el tipo de formación perforada.
- No tiene restricciones con los componentes de la sarta.
- Las pruebas piloto se limitan a aplicaciones de pozos someros, usando los dos tipos de herramientas, 3500 pies para la de 4 ¾'' y 6600 pies para la de 6 ½''.
- El sistema opera hasta 125°C y 15000 psi.
- La máxima velocidad de transmisión de datos es de 20 BPS.
- Permite comunicación direccional.
- Los estudios hicieron ver la necesidad de mejorar el sistema de baterías y de reducir el ruido para mejorar la señal.
- Utilizando el repetidor se puede llegar a profundidades más avanzadas.

2.2.2 TELEMETRIA POR PULSOS DE LODO

La herramienta es básicamente un collar no magnético en cuyo interior esta situada una sonda electrónica equipada con sensores que miden los diferentes parámetros que son codificados en sistema binario y finalmente enviado a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión. Ver figura 2.4.

Figura 2.4: Sistema de pulsos de lodo



Fuente: SLB - 04 Registros durante la Perforación – LWD, 2004

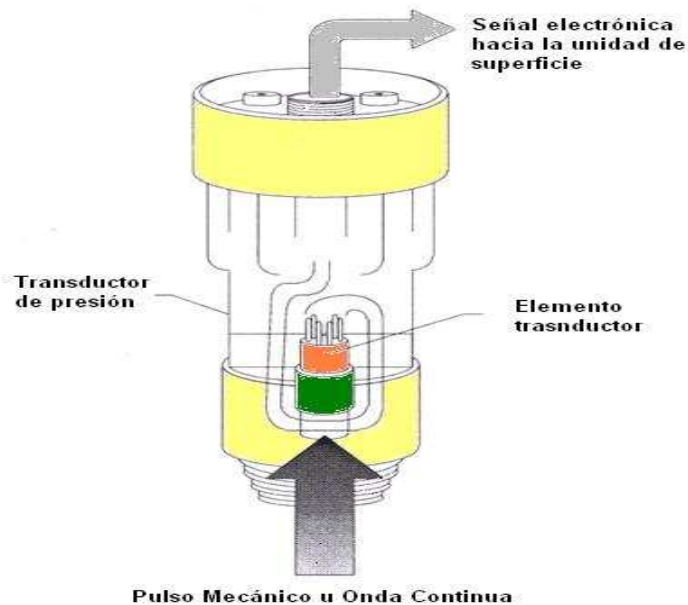
Operador de pulsos de lodo MOP (Mud Operated Pulser): Básicamente es el sistema de telemetría usado para comunicar con la superficie los sistemas LWD y MWD. El MOP convierte los datos creados en la sarta de perforación por el pulsador, en una serie de pulsos de presión en el lodo mediante el uso de una sofisticada válvula. Los pulsos son decodificados en la superficie.

Modulo de control de telemetría TCM (Telemetry Control Module): Este módulo controla el sensor de adquisición de datos y controla la apertura o no de la válvula operadora de pulsos de lodo mediante el manejador de pulsos. Otra de sus funciones es comunicar varios módulos del fondo con la computadora de superficie durante la etapa de programación.

El sistema de fondo se inicia programando el módulo de control de telemetría en la superficie, para que este recoja los datos de la herramienta en un bus de

datos, posteriormente los decodifique y los envíe. La forma de decodificación de los pulsos se hace con un transductor de presión, que convierte a la variación de presión en señal eléctrica. Ver figura 2.5.

Figura 2.5: Transductor de presión

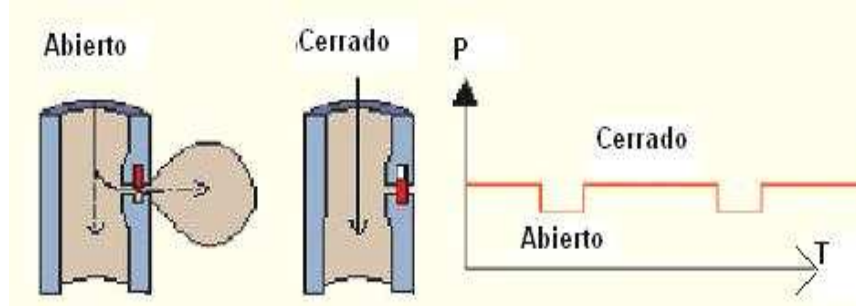


Fuente: Petroskills LCC, 2001

2.2.2.1 Sistema de Telemetría de Pulso de Lodo Negativo

Su funcionamiento radica en que una válvula libera momentáneamente fluido desde el interior de la sarta de perforación hacia el anular, creando una caída en la presión que se propaga hacia la superficie como un pulso negativo. Se usa para LWD y MWD, la velocidad de transmisión de datos es de 2 a 2.3 bps. Ver figura 2.6.

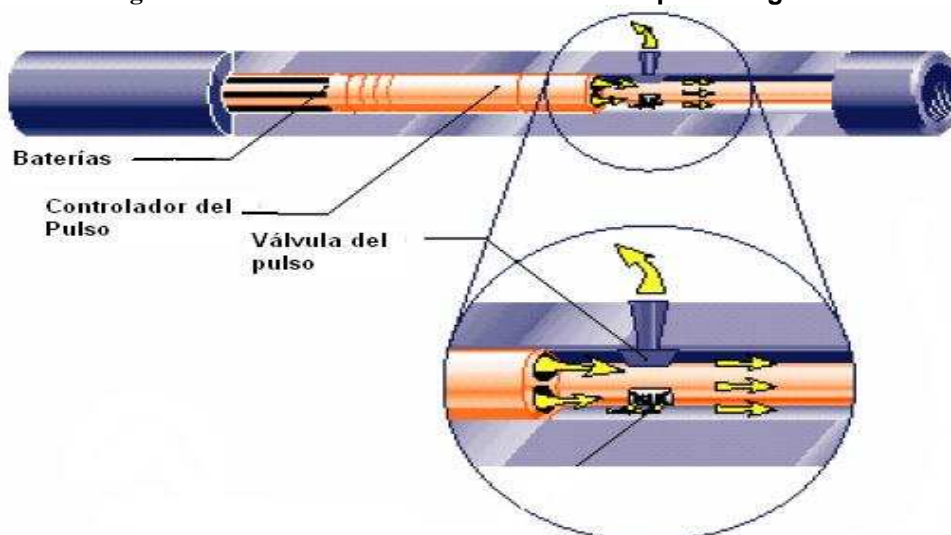
Figura 2.6: Interpretación de los pulsos en el Sistema de Pulso Negativo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Desde que se precisa el tiempo de llegada de estos pulsos en la superficie, los datos son decodificados como una variable retrasada en tiempo entre dos pulsos consecutivos. El sistema es provisto de baterías de litio. Ver figura 2.7.

Figura 2.7: Funcionamiento de la válvula de pulso negativo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Los diámetros más comercialmente conocidos son de 6" (171 mm), 8" (203 mm), y 9½" (241 mm) a una rata alta de 5 bps. El diseño simple del pulsador emplea una parte movable en una válvula deslizante de asiento y tapón. Durante 100 milisegundos la válvula se abre para cada pulso, en este tiempo se pueden quedar restos del lodo en el intake de la válvula. Sin embargo, una vez que la válvula se cierra el flujo de lodo lava la parte "sucia" del intake. Este diseño permite que se pueda bombear concentraciones de LCM arriba de 40 lb/bl sin que estas tengan un alto impacto en la telemetría. La rápida acción de la válvula crea pulsos muy exactos y discretos.

La amplitud de la señal del pulso negativo es función de la presión diferencial entre el hueco en la sarta y el anular (350 a 3700 psi). Se recomienda una caída de presión mínima de 350 psi bajo el pulsador para una buena detección del pulso en la superficie, aunque se han alcanzado caídas de hasta 150 psi.

En caso de ser necesario se podría colocar un dispositivo bajo el pulsador para incrementar la presión hacia la broca. El pulsador negativo se coloca al tope de

la herramienta LWD para alcanzar el mínimo espaciado entre el sensor y la broca. Se utiliza un dispositivo denominado "Float Sub" encima del pulsador para prevenir que el flujo se regrese a través de la válvula mientras se hacen los viajes. Se utiliza varios sensores para detectar la circulación y activar el pulsador.

El sistema puede ser programado con dos formatos de datos, el operador puede manipular los parámetros del contenido de cada formato cada cambio de sección. Uno de los formatos puede contener actualizaciones frecuentes de "toolface" para el modo perforando o deslizando y el otro de los formatos puede permitir más actualizaciones en la evaluación de formaciones al pasar zonas de interés.

Surveys en el pulso negativo: La herramienta toma un survey cuando reconoce que las bombas están apagadas por el lapso de tres minutos aproximadamente. Se debe esperar a que el pulso llegue a superficie y tener las bombas a su máximo caudal. Si hay peligro de pega diferencial se recomienda rotar despacio cuando se enciendan nuevamente las bombas.

2.2.2.1.1 Detección

Se usa la modulación de la posición del pulso (Pulse Position Modulation – PPM), la detección se lleva de la mano con la codificación, ya que sin codificación la detección no serviría de nada. Se entiende como detección al reconocimiento del pulso, y como decodificación el obtener la información del tiempo de intervalo del pulso. El PPM describe el método del sistema en superficie para reconocer la serie de pulsos generados por la herramienta de fondo. Los paquetes de información del pulso contienen medidas específicas del sensor llamadas listas.

TI (Time Interval): Intervalo de tiempo que el software calcula entre cada pulso detectado por el transductor. Varía de acuerdo a la cantidad de información del pulso.

MPT (Minimum Pulse Time): Tiempo permisible para el ciclo de la válvula del pulsador, puede ser de 0,5 a 2 segundos y se carga en la memoria del sistema del fondo. A más corto el tiempo MPT se transmitirá más rápido la información.

BW (Bit Width): Tiempo para transmitir un bit de información. Normalmente es seteado en la memoria del sistema de fondo como 40 milisegundos.

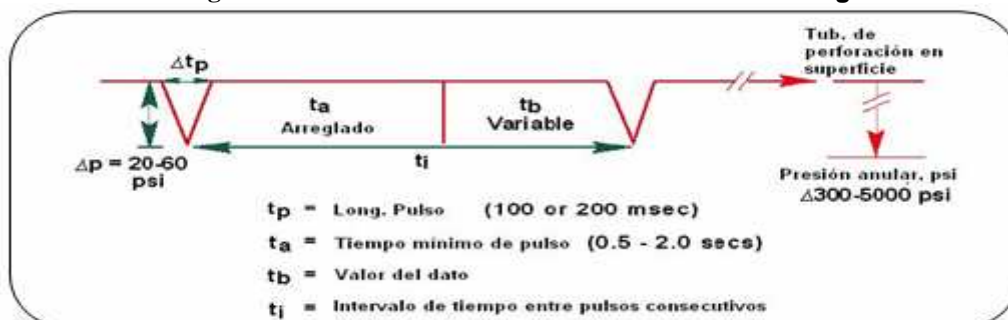
DV (Data Value): Valor del sensor de información en el intervalo de tiempo, varía con la litología. Se prefiere valores pequeños ya que reducen los tiempos de intervalo y los tiempos de transmisión.

$$TI = MPT + (BW * DV) \quad \text{Ecuación 2.1}$$

La memoria de fondo recibe instrucciones de cómo operar durante el trabajo, estas instrucciones incluyen qué grabar, qué transmitir y la frecuencia de estas operaciones, etc. Cuando esta memoria de fondo tiene ya todas las variables, (MPT, BW, DV) calcula el intervalo de tiempo entre los pulsos para su correcta transmisión, y envía esta información al controlador de la válvula.

El primer pulso detectado por el transductor en superficie es detectado por el software, el siguiente pulso es detectado de la misma manera, y con esta información el sistema de superficie corrobora el intervalo de tiempo calculado por la memoria de fondo, y con este dato ya conocido el sistema puede mandar otro valor de DV si es necesario para su posterior procesamiento. Ver figura 2.8.

Figura 2.8: Modulación de la Telemetría de Pulso Negativo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Se tiene la siguiente tabla 2.1 de características de este sistema:

Tabla 2.1: Características de los Sistemas para Pulso Negativo
Parámetros de Operación para el Sistema de Pulso Negativo

<i>Diámetros externos de la herramienta</i>	6 3/4"	8"	9 1/2"
<i>Máximo LCM</i>	120 lbm/bbl		
<i>Máxima Presión y Temperatura de Operación</i>	15000 psi y 302°F		
<i>Tamaño del Hueco</i>	Depende del Tamaño de la Broca		

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

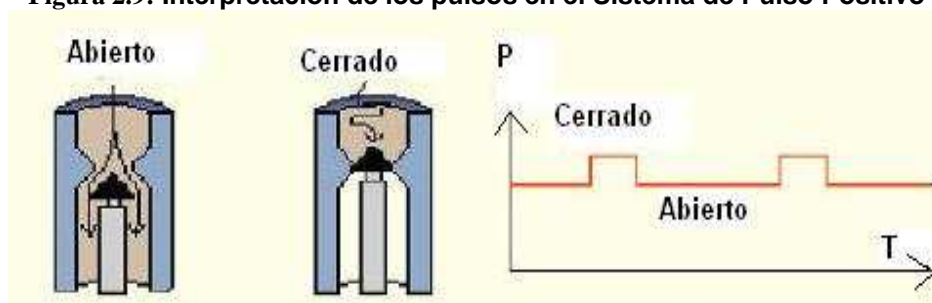
2.2.2.1.2 Amplitud del pulso negativo

El punto principal para la amplitud del pulso negativo es el diferencial de presión a través del BHA bajo la herramienta MWD. La amplitud de los pulsos actualmente usados es de 0,1 y 0,2 segundos para modos de 10 y 5 Hz respectivamente. En el campo se observa ondas de presión en superficie en rangos de 5 a 50 psi, siendo los 20 psi el dato de presión más común.

2.2.2.2 Sistema de Telemetría de Pulso de Lodo Positivo

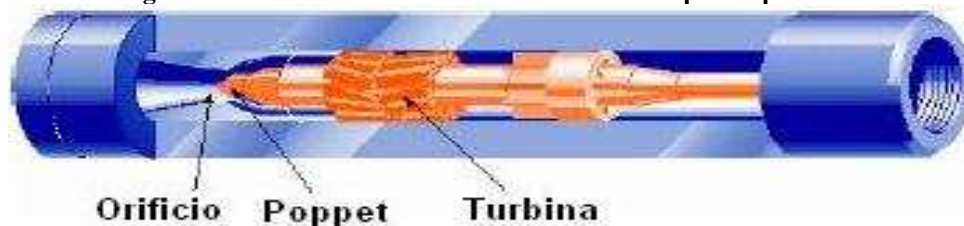
Este sistema radica su funcionamiento en la creación de un incremento de presión en la columna de lodo extendiendo hidráulicamente un vástago denominado “poppet” hacia un orificio, haciendo una restricción momentánea al flujo de lodo. La resultante presión positiva es detectada en la superficie por un transductor de presión en la línea de flujo, comúnmente ubicado cerca de la tubería parada. En la práctica se colocan dos transductores para comparar resultados. Cada pulso de presión es decodificado como un bit binario de información. Ver figura 2.9. Dependiendo del tamaño de la herramienta esta se montará en un collar no magnético. Ver figura 2.10.

Figura 2.9: Interpretación de los pulsos en el Sistema de Pulso Positivo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Figura 2.10: Funcionamiento de la válvula de pulso positivo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

2.2.2.2.1 Pulsador

Es el componente central de este sistema, ya que genera el poder eléctrico e hidráulico necesario. El pulsador es alimentado por una turbina de lodo, el rotor de la turbina es magnéticamente acoplado a un eje de disco externo que cuando gira maneja el generador eléctrico o alternador y la bomba hidráulica; por lo tanto las pruebas al equipo son mecánicas y electrónicas.

Poder Hidráulico: Opera el conjunto de la válvula: poppet y orificio, el cual intermitentemente restringe el flujo creando los pulsos. El sistema de poder hidráulico es manejado por una válvula de control que hace que se mueva el vástago para restringir el flujo e inducir el pulso de presión.

Poder eléctrico: El generador consiste de bobinas con las que el poder eléctrico se suministra a las partes electrónicas de la herramienta. Es decir, suministra poder al circuito de control del pulsador, a los sensores gama y a los direccionales. Para el ensamblaje del pulsador se hace un análisis de sus partes y se toma en cuenta las condiciones de trabajo a las que se enfrentará la herramienta para configurar correctamente su funcionamiento. Las variaciones que se tienen para los pulsadores son diversas, y su selección está en función de los requerimientos de cada trabajo a realizarse.

Halliburton - Sperry Drilling Services posee diferentes tipos de pulsadores que se diferencian básicamente en la cantidad de flujo de lodo que pueden admitir; algunos de los modelos disponibles tienen cambios en la estructura del pulsador pero el funcionamiento y el principio de operación es igual para todas las opciones que se ofrecen.

2.2.2.2.2 Transmisión de datos

Las comunicaciones entre la superficie y el fondo es provista por el fluido de perforación, permitiendo así que la cantidad de datos como la flexibilidad del tipo de datos se adapten a la transmisión. El sistema transmite datos en promedio a 1,5 bps, si hay interferencia en la detección la frecuencia de cualquier pulso puede ser modificada para aumentar la detección, se trabaja generalmente en frecuencias de 0,8 Hz y 0,5 Hz. Los surveys y los registros de evaluación de formaciones pueden ser grabados en una memoria de fondo y pueden ser retraídos en los viajes a superficie. Los surveys se obtienen entre las conexiones de tuberías, antes o después de ellas, circulando las bombas y sosteniendo la tubería por 60 segundos con las bombas encendidas. Aunque, con el módulo de batería opcional, los surveys pueden ser tomados con las bombas apagadas y luego se transmiten cuando se restablece la circulación.

Los formatos de transmisión pueden ser cambiados para optimizar la velocidad de los datos durante las operaciones, están disponibles ocho formatos de transmisión de datos.

Por ejemplo, un formato puede contener actualizaciones más frecuentes de toolface para el modo perforando o deslizando, mientras el otro formato puede permitir más información de la formación cuando se pasen zonas de interés. El tipo de survey y la velocidad de transmisión se pueden cambiar cuando la herramienta está en el fondo mediante la circulación de las bombas en una secuencia particular. Para propósitos de navegación, las actualizaciones de toolface se pueden enviar cada 9 segundos. La tabla 2.2 muestra los tiempos de transmisión en segundos mientras se transmite a determinada frecuencia.

Tabla 2.2 Modulación de la Telemetría de Pulso Negativo

Tiempos de Transmisión para el Sistema de Pulso Positivo		
<i>Frecuencia de Transmisión</i>	0,8 Hz.	0,5 Hz.
<i>Toolface</i>	9 seg.	14 seg.
<i>Survey Calculado</i>	98 seg.	126 seg.
<i>Gamma</i>	14 seg.	22 seg.

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998
Elaborado por: Richard Torres V.

Detección: Se usa la modulación de la posición del pulso (Positive Pulse Detection – PPD), a cada pulso le asigna un bit binario, ya sea cero o uno. Así los valores de los acelerómetros y magnetómetros se reciben en la superficie en forma de pulsos continuos y el programa transforma el código binario en decimal y presenta los resultados del survey.

2.2.2.2.3 Parámetros de operación

Hidráulica: La selección de la tubería de flujo, turbina, tamaños de orificio del poppet son de vital importancia para optimizar la transmisión del pulso. Se prefiere el uso de un float sub.

Observaciones generales: Para que la herramienta funcione se han diseñado varios sistemas, los cuales básicamente están en función del flujo, peso del lodo, y del tamaño del hueco. Para fines correspondientes a la telemetría se utiliza un software en el que ingresando el diámetro interno de la tubería de perforación, diámetros del collar, rata de flujo, viscosidad plástica, TFA (Total Flor Area) de la broca y peso del lodo; se obtendrán valores de referencia para escoger los diámetros del orificio donde el “poppet” hará sello como también me dará el espacio que se deja libre entre el orificio y el “poppet”. Las concentraciones de LCM se permiten hasta 30 lb/bbl, se recomienda el uso de cáscara de nuez ya que el material fibroso causaría bloqueos en las turbinas. La tabla 2.3 da una clasificación de las principales propiedades.

Tabla 2.3: Características de los Sistemas para Pulso Positivo

Parámetros de Operación para el Sistema de Pulso Positivo				
<u>Sistemas Disponibles para Pulso Positivo</u>	Superslimhole	Slimhole	650	1200
<i>Flujo de Lodo</i>	60 - 220 gpm	150 - 350 gpm	225 - 650 gpm	400 - 1200 gpm
<i>Peso del Lodo</i>	12 - 18 ppg	8,3 ppg - 18 ppg		
<i>Tamaño del Hueco</i>	Depende del Tamaño de la Broca			
<i>Diámetros externos de la herramienta</i>	3 1/8" 3 3/8" 3 1/2"	4 3/4"*	6 1/2" 6 3/4"* 7 1/4" 7 3/4" 8" 9 1/2"	7 3/4" 8" * 9 1/2"

*Diámetros más usados en pozos del Ecuador

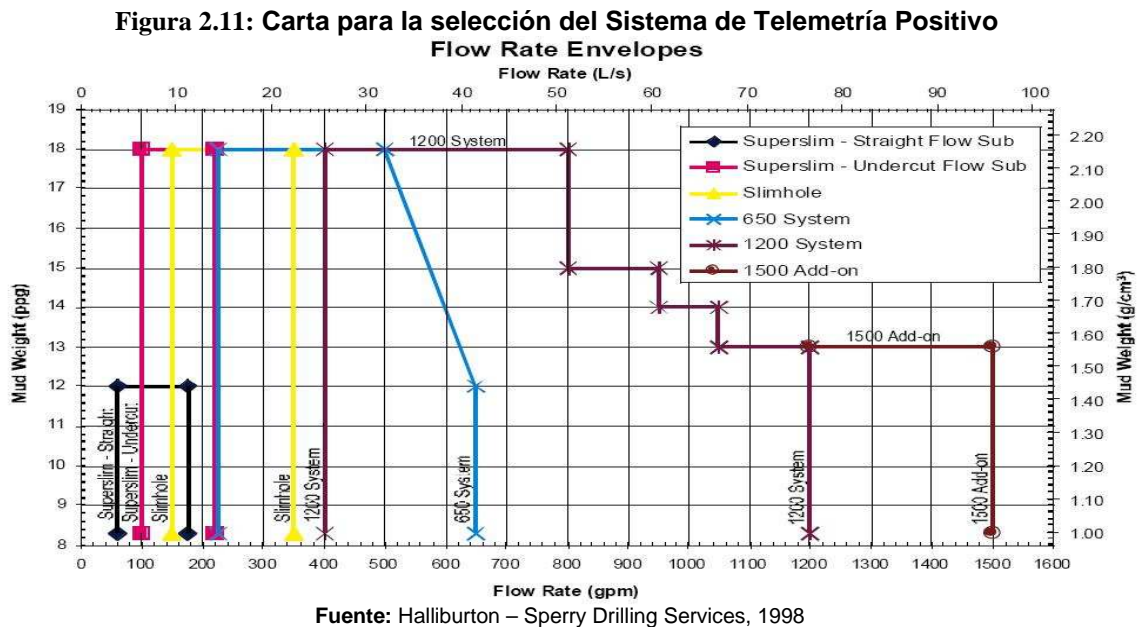
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

Se ha logrado estandarizar algunas características entre las que se puede resaltar:

- La temperatura máxima de operación oscila en los 284°F (140°C).
- La presión de operación tiene un tope de 15000 psi.
- El tipo de lodo usado es base agua o aceite.
- La viscosidad plástica debe estar entre 1 y 50 cp.
- La longitud de la herramienta está alrededor de los 30 pies.

A continuación en la figura 2.11 se muestra la carta para la selección del sistema más apropiado, esta selección, como ya se menciono anteriormente está en función de la rata de flujo y del peso del lodo, principalmente.



2.2.2.2.4 Factores de fondo que afectan a la detección

Broca y LCM: A una menor área de flujo total (TFA) hay una mayor caída de presión en la broca, lo que deriva en ruido, así mismo el tipo de formación y el suaveo. Este ruido se caracteriza por tener picos de hasta 50 Hz. con presiones de fluctuación menores a 3 psi. El ruido generado por la broca decrece a mayor profundidad. Los sólidos pueden atenuar el pulso.

Profundidad: A mayor profundidad del hoyo el pulso será menor en la superficie. La amplitud se reduce a la mitad cada 4500 pies de viaje del pulso.

Un pulso generado de 80 psi a 13500 pies se convertirá en uno de 10 psi en la superficie.

Rata de flujo, peso de lodo y viscosidad: El incremento de la rata de flujo y del peso de lodo deriva en un aumento del diferencial de presión en la broca. La viscosidad al incrementarse en su valor hace que la amplitud del pulso disminuya, por lo que su detección se dificultará. El incorporar una bomba también causa problemas en la detección debido al riesgo de tener aire empaquetado en las líneas.

Motor de fondo: Brinda una caída de presión extra, ruido y vibración por un alto torque que afectan a la detección. De la misma manera se comportan los estabilizadores.

Cambios en la formación y problemas en la sarta: El cambio de formaciones suaves a duras y viceversa afecta a la detección, así mismo el hinchamiento de arcillas. En la sarta de perforación el problema más común es un hueco en la misma, por donde se perderá presión y será perjudicial para la detección. Así mismo los cambios en la tubería causarán refracciones de la onda. Las revoluciones de la sarta son largas y sinusoidales, el ruido varía en el rango de 1 a 3 Hz y se asocia directamente con el peso de la broca.

2.2.2.2.5 Factores de superficie que afectan a la detección:

- Conocimiento del software.
- Parámetros de funcionamiento y características de las bombas de lodo.
- Transductores y Dampeners.
- Cambios en la tubería, accesorios tales como térs, codos, válvulas, tapones.

2.2.2.2.6 Factores que afectan a la amplitud del pulso positivo

Los factores que afectan la amplitud del pulso son la cantidad de restricciones al flujo que tenga la válvula tipo pistón y la velocidad inicial del fluido. El pulsador puede operar en dos módulos en 0,8 y 0,5 Hz. La amplitud del pulso

puede ser de 1 a 2 segundos para el modo de 0,5 Hz y de 0,625 a 1,25 segundos para el modo de 0,8 Hz. En la práctica se observa ondas de presión en la superficie en el rango de 10 a 100 psi, teniendo más comúnmente ondas de 30 psi.

2.2.3 SISTEMA DE TELEMETRÍA ELECTROMAGNÉTICO

Definición: Transmisión de datos en tiempo real a través de la corteza de la tierra mediante la propagación y generación de ondas y campos eléctricos. Se utiliza emisores de frecuencias bajas a través de la tierra, (2 a 15 Hz), usando a la sarta como conductor principal.

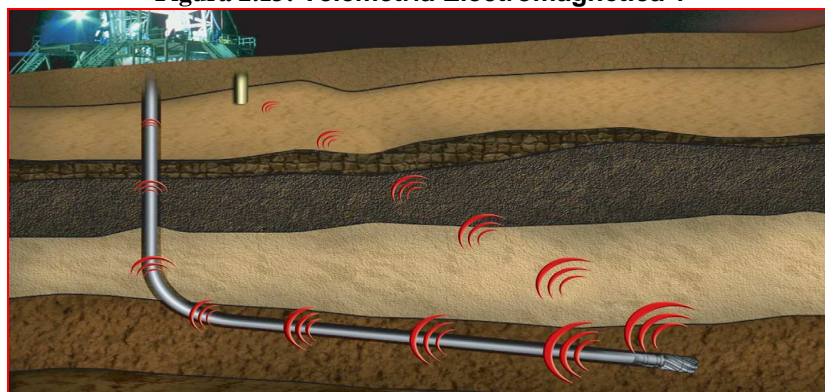
Teoría de funcionamiento: Se puede comparar a la herramienta con un sistema de dos cables, el uno es la tierra y el otro la sarta de perforación. Ver figura 2.12 y 2.13.

Figura 2.12: Medios de Transmisión



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2006

Figura 2.13: Telemetría Electromagnética 1

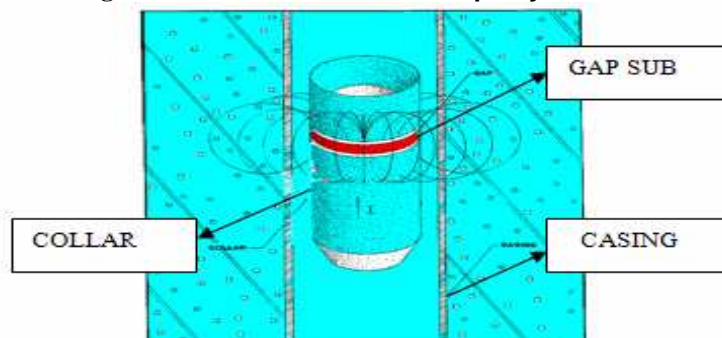


Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2006

La señal se transmite desde la herramienta de fondo a través de la tubería de perforación y la tierra; se detecta en la superficie como un diferencial de potencial de voltaje muy bajo entre el BOP y la antena remota. En áreas de atenuación alta de señal o a mucha profundidad, se pueden utilizar repetidores para aumentar la señal.

Generación de Campos y Ondas: La corriente es inyectada axialmente dentro de la sarta, la que con el movimiento produce campos electromagnéticos. La cantidad de corriente es determinada por el voltaje de salida del amplificador y la carga a través de un dispositivo denominado Gap Sub, cuya carga puede ser cambiada desde un comando en superficie. Ver figura 2.14.

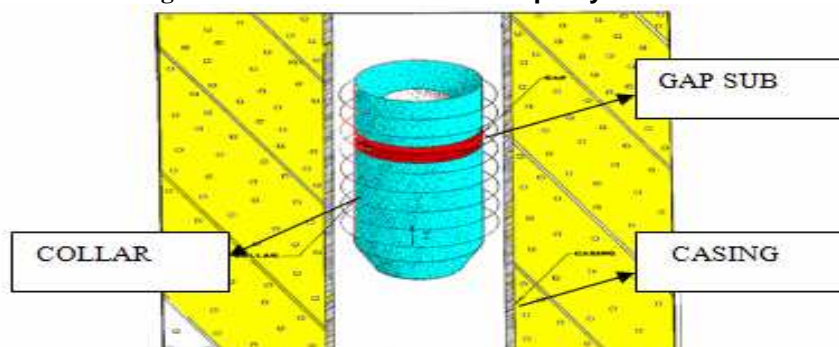
Figura 2.14: Generación de Campos y Ondas 1



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Cuando se inserta el Gap Sub dentro de la sarta aísla eléctricamente el área bajo y sobre este, y convierte a la sarta en una antena capaz de recibir y transmitir datos. El voltaje producido a través del Gap Sub suministra una fuerza electromotriz que guía la corriente dentro de la tubería de perforación. Ver figura 2.15.

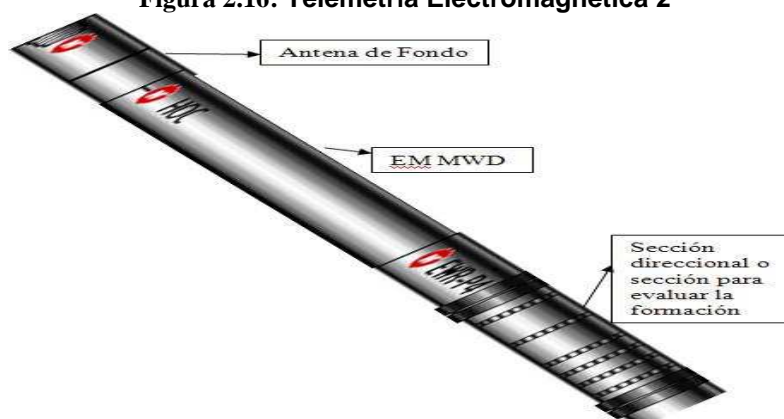
Figura 2.15: Generación de Campos y Ondas 2



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

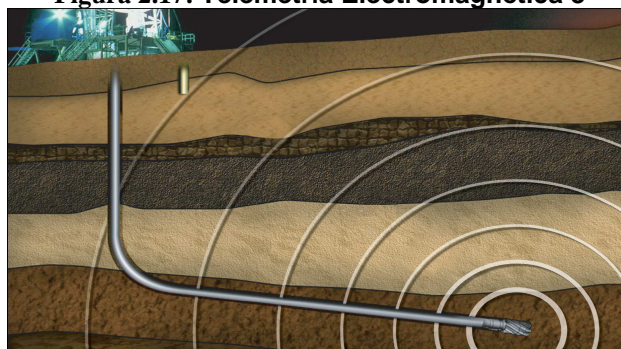
Aplicación: El sistema proporciona una alternativa para los sistemas de pulso negativo y positivo. Su uso ayuda a realizar perforaciones bajo balance mejorando la relación costo - efectividad, especialmente cuando se perfora con fluidos de perforación aireados o gasificados, en los que los sistemas de telemetría de pulso convencionales no funcionan. El sistema establece un vínculo de comunicación de dos vías entre la superficie y la herramienta que se encuentra en el fondo del pozo. Ver figura 2.16 y 2.17.

Figura 2.16: Telemetría Electromagnética 2



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2006

Figura 2.17: Telemetría Electromagnética 3



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Los formatos de datos se pueden personalizar fácilmente para adecuarse a las necesidades de perforación de un pozo determinado. La disponibilidad de diámetros es de 3 ½”, 4 ¾”, 6 ½”, 8” y 9”. Se puede añadir a la herramienta el sistema de pulso de lodo positivo para propósitos específicos.

2.2.3.1 Componentes del sistema

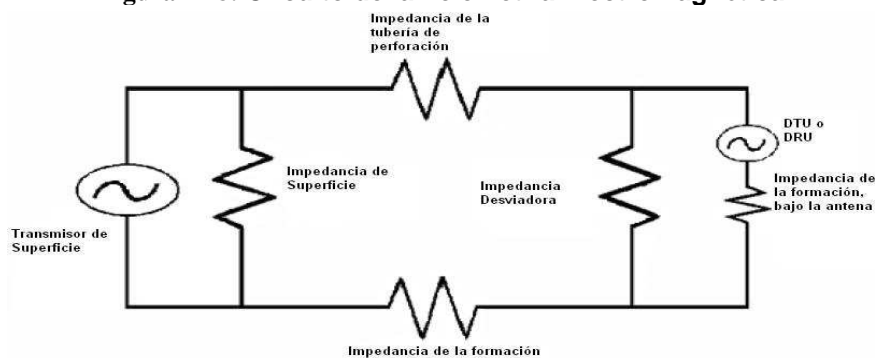
El sistema de superficie conecta una antena remota o un conjunto de antenas, y está compuesto por una computadora, un procesador de señal, y un

amplificador. Los componentes de fondo varían con los servicios de MWD requeridos. Para mejor entendimiento se divide al sistema en dos partes básicas, la antena de fondo y la antena remota.

La función básica de una herramienta MWD es transmitir información hacia y desde los sensores ubicados al final de la sarta. La antena de fondo permite que se cree una polaridad positiva como negativa en la sarta, la señal se trasmite cincuenta por ciento por la tubería y el otro cincuenta por ciento por la tierra.

En el circuito de la Figura 2.18 se ilustran las dos fuentes de poder ya sea en superficie o en el fondo, debido a que la comunicación es bidireccional. Se conoce al DTU como Downhole Transmission Unit, (unidad de transmisión de fondo), y al DRU como Downhole Repeater Unit, (unidad repetidora de fondo). Se nota en el circuito resistencias correspondientes a la formación y a la tubería de perforación. El motivo de estar en serie o en paralelo es debido a que sólo la formación y la tubería van a hacer que caiga el voltaje inducido. La impedancia de la superficie es la resistencia del medio superficial y la impedancia desviadora es la que se mide en la herramienta antes de ser enviada al fondo.

Figura 2 18: Circuito de la Telemetría Electromagnética



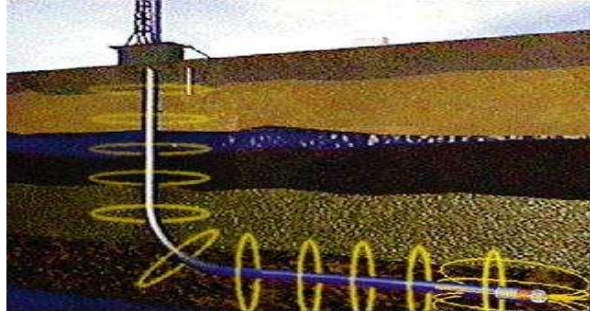
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

2.2.3.2 Transmisión de la información

Se puede separar a la transmisión de la información tanto en ascendente como en descendente. Ver figura 2.19. La diferencia entre las dos señales es el lugar

en donde se genera la corriente que va a viajar. La fuerza de la señal puede ser disminuida por muchos factores que entran en juego en la transmisión, entre ellos están, la impedancia de la formación, tipos de fluidos, etc.

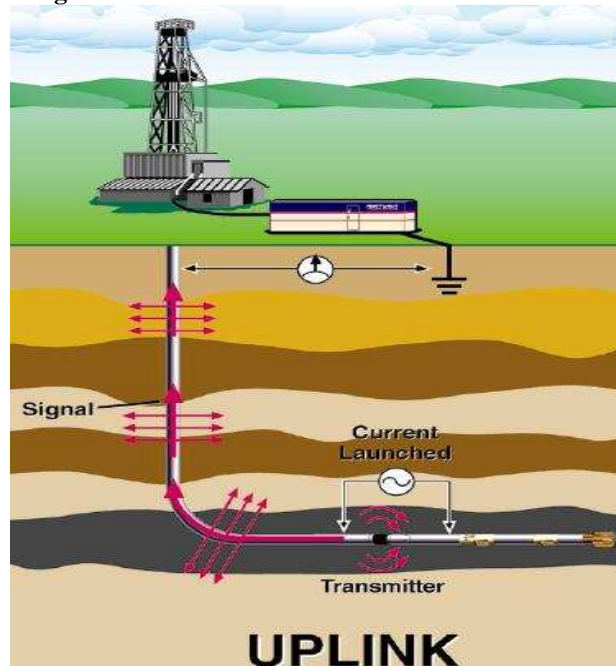
Figura 2.19: Telemetría Electromagnética 4



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2006

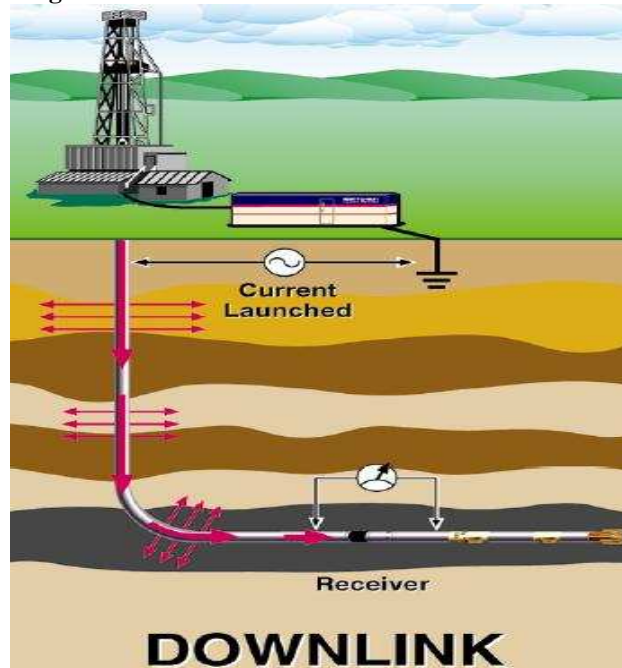
En la transmisión ascendente se genera la onda en el fondo y se capta la diferencia de voltaje entre la antena de superficie y el BOP. Ver figura 2.20. Para la transmisión descendente se genera la onda entre el BOP y la antena de superficie y en el fondo se capta la diferencia de voltaje, para esto uno de los lados de la antena de fondo está conectado al tope de la herramienta electromagnética, conocido como electrodo superior, y el otro extremo de la antena se conecta a la base de la herramienta, electrodo inferior. Ver figura 2.21.

Figura 2.20: Transmisión ascendente de Datos



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

Figura 2.21: Transmisión descendente de Datos



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998

La unidad de medición de la señal es el dBV, decibel voltio, donde sin considerar la impedancia, cero dBV es igual a 1 Voltio RMS. Se prefiere que la señal electromagnética sea menor a 1 Voltio y es por lo tanto expresada como negativa.

Es importante tener en mente que para cada cambio de 6 dB resulta en una duplicación del voltaje. Por ejemplo se tiene el doble de voltaje al pasar de -54 dBV a -60 dBV. Se elabora de esta manera la tabla 2.4.

Tabla 2.4: Escalas de Voltajes

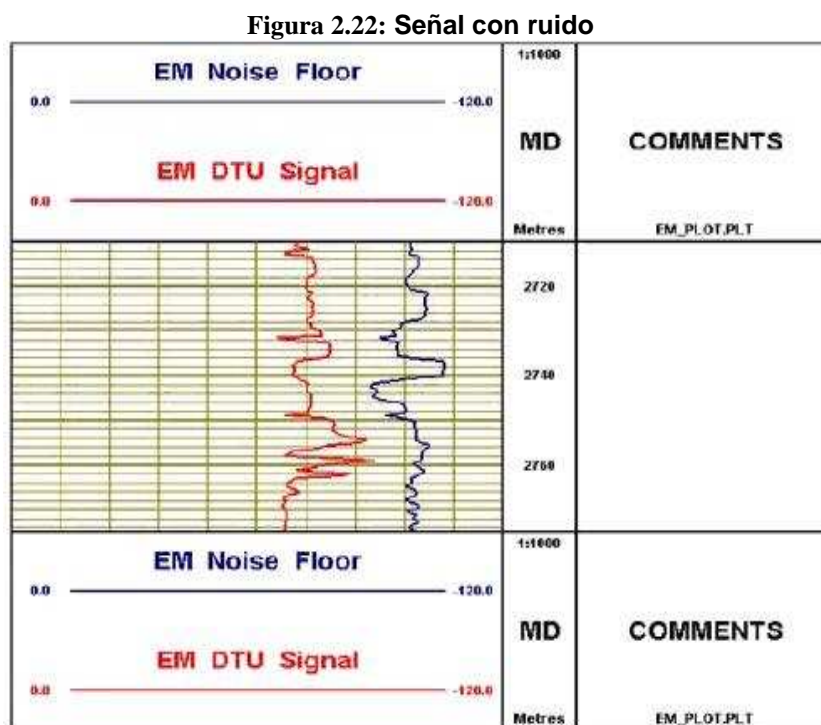
Escala de Voltajes			
<u>Voltio</u>	<u>Decibel Voltio</u>	<u>Voltio</u>	<u>Decibel Voltio</u>
1	0	0,004	-48
0,5	-6	0,002	-54
0,25	-12	0,001	-60
0,125	-18	0,0005	-66
0,063	-24	0,0002	-72
0,031	-30	0,0001	-78
0,016	-36	0,00006	-84
0,008	-42	0,00003	-90

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

2.2.3.3 Señal con ruido (Signal to Noise Ratio – SNR)

La calidad de la señal electromagnética es cuantificada calculando la diferencia absoluta entre la señal y el ruido, expresada en dB. Por ejemplo si la señal electromagnética es -60dBV y el ruido de fondo es -80 dBV, entonces el SNR es 20 dB. Ver figura 2.22.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Ruido del piso: El término del ruido del piso es la señal de interferencia no deseada en el sistema, expresada en dBV. También existe el ruido causado por lo equipos de superficie.

2.2.3.4 Equipos de superficie y de fondo

Equipo de superficie: La señal electromagnética desde superficie es proveída por una plataforma electromagnética (EM Rack - EMR). Esta plataforma está conformada por dos componentes, la parte electrónica que hace interfase con un computador de superficie para codificar y decodificar la señal; y un amplificador que transmite los comandos de superficie hacia la herramienta de fondo. La salida del EMR es separada en siete niveles de poder con una máxima salida de 70 Voltios y 15 Amperios. El voltaje de salida es seteado por

el nivel de poder y reducido a la mitad por cada caída. Por ejemplo, el EMR a un nivel de poder siete tiene un voltaje de 70, para un nivel 6 tiene 35 V y para un nivel 5 tiene un voltaje de 17,5 V. En términos de fuerza de señal se podría decir que cada nivel de voltaje corresponde a una duplicación en el voltaje.

Equipo de fondo: La señal electromagnética de fondo tiene cuatro niveles de poder, cada uno duplicando el voltaje de salida de la herramienta, este incremento equivale a 3 dB en la señal. Debido a que esta herramienta opera con baterías cada incremento en el voltaje de salida tiene un precio, las horas de amperaje usadas en la señal electromagnética se duplica por cada incremento de nivel, por lo tanto el tiempo de vida de la batería, horas de amperaje, usado para emitir una señal en nivel cuatro es ocho veces la usada en el nivel uno. Entre sus componentes están, la antena de fondo, sensores electrónicos, y módulo de la batería, generalmente.

2.2.3.5 Pérdida de la señal

La pérdida de la señal se refiere a la atenuación de la misma o a su decrecimiento, entre los medios donde ocurre este fenómeno están la pérdida de señal dentro de la formación, las pérdidas en la tubería de perforación y las restricciones por el fluido de perforación.

- Distancia: Aún siendo una formación homogénea la señal puede atenuarse debido a la distancia viajada, en muchos casos esto se presenta más en canales de alta frecuencia.
- Resistividad del fluido de perforación: Perforar con un fluido altamente resistivo puede atenuar la señal, esto es con fluidos base aceite. Se prefiere un componente conductivo en el fluido.
- Baja impedancia: La transmisión de la señal es desviada por la sarta y una parte pequeña es liberada en la formación.

2.2.3.6 Codificación de la señal

Modulación: El escenario de modulación es el Phase Shift Keying (PSK), donde la fase de la señal indica una secuencia binaria.

- Cantidad estándar de datos, 4 PSK o QPSK, 2 bits por fase, requiere SNR mínimo de 16 dB.
- Cantidad alta de datos, 16 PSK, 4 bits por fase, requiere SNR mínimo de 24 dB.

Se usa el sistema de modulación Quadrature Phase Shift Keying (QPSK), en el que se separa en cuadros de cuatro ciclos de fase uniforme. En cada fase uniforme hay cambios de ángulo de la señal de 0° , 90° , 180° y 270° . Ver figura 2.23 y 2.24. El programa de superficie puede convertir esta información en sets binarios usados en el procesamiento digital. Ver tabla 2.5.

Otro sistema de modulación es el 16 PSK el cual es una extensión del QPSK puede operar bajo una señal más favorable a las condiciones de ruido y brindar una velocidad de transmisión más alta. Ver tabla 2.6.

Tabla 2.5: Grupo de Bits para cada fase de señal en la modulación QPSK

Bit Group	Fase
0	0°
1	90°
11	180°
10	270°

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.6: Grupo de Bits para cada fase de señal en la modulación 16 PSK

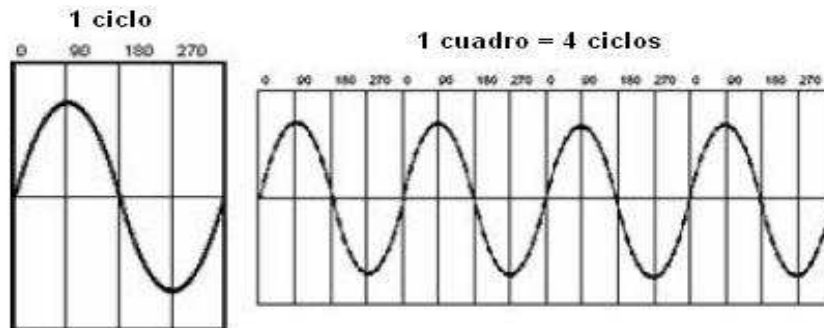
Bit	Fase
0	0°
1	$22,5^\circ$
10	45°
11	$67,5^\circ$
100	90°
101	$112,5^\circ$
Etc.	Etc.

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Los formatos de transmisión de la señal tienen canales de frecuencias, en el canal uno se tiene por ejemplo una frecuencia de 2,055 Hz, lo que deriva en una tasa de transmisión de datos de 1,026 bps, pero la tasa de transmisión efectiva es más baja para esta frecuencia debido a que se añaden otros sensores a la herramienta o el uso de un repetidor. Se necesita que las combinaciones entre receptores y transmisores tengan sincronización los unos

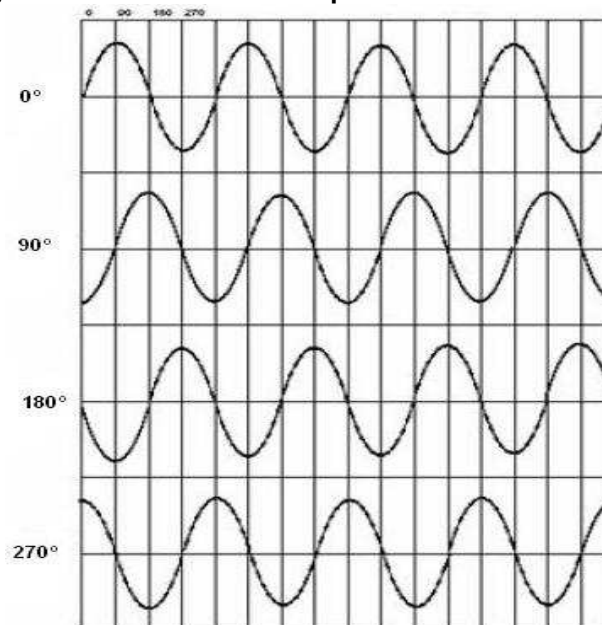
con los otros, ya que el receptor necesita saber cuando empieza un cuadro para calcular la fase de la señal entrante.

Figura 2.23: Ciclos y cuadros de la señal para la modulación QPSK



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Figura 2.24: Cambios de fase para la modulación QPSK



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

2.2.3.7 Observaciones generales de las antenas

Debido a que la señal viaja a través de la tierra se requiere un sistema de antenas de superficie para enviar y recibir esta señal. La selección se rige al siguiente criterio:

¿Cuán fuerte es la señal electromagnética disponible?: Los pozos someros pueden requerir una simple barra superficial, los pozos más profundos o pozos

con resistividades de formación relativamente altas pueden requerir muchas antenas de fondo para tener una señal óptima.

¿Qué estructuras locales están disponibles para usar estas antenas?: Para áreas con una señal electromagnética fuerte un sumidero local o una varilla de superficie podría ser apropiada. Para áreas donde la señal electromagnética sea débil debido a la profundidad de la formación, la selección de antenas se transforma en más crítica. Un pozo cercano sería la mejor opción, generalmente los que están a menos de un kilómetro de distancia trabajan bien. En el caso de no tener un pozo cercano o que los pozos estén demasiado lejos, se puede usar anclas perforadas.

Restricciones legales y ambientales: Hay que tener en cuenta si los pozos cercanos son de propiedad de la operadora. Se conoce también que las antenas seleccionadas perforadas en áreas naturalmente húmedas son más efectivas. Debido a que la temperatura del agua afecta su conductividad, una superficie congelada puede hacer que muchas antenas superficiales queden inutilizables.

¿Sirve la misma antena para la señal ascendente y descendente?: Generalmente si puede servir para ambos propósitos pero si se separa estas dos funciones en distintas antenas se optimiza la fuerza de la señal y la fidelidad del sistema.

2.2.3.8 Opciones de colocación de la antena

Cabezal de pozo abandonado: Debido a su profundidad puede proveer una buena señal descendente. La señal ascendente también se muestra favorable en esta ubicación.

Cabezal de pozo y líneas en operación: Se les conoce como una excelente opción para la señal descendente. Debido al ruido, por ejemplo una bomba de pistón, estos pozos podrían ser inadecuados como antenas de enlace ascendente. Además resulta trascendental el desactivar la protección catódica

del pozo. En la Figura 2.25 y 2.26 se ilustra la colocación de la antena en un cabezal de un pozo y en el BOP.

Figura 2.25: Antena en un cabezal de pozo



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Figura 2.26: Antena en el BOP



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Barra superficial: Es una excelente opción para el transporte ascendente de datos, en pozos someros es una buena opción para los datos descendentes. Esta barra debe ser manejada dentro de la tierra lo más profundo posible y localizada lo más lejos de fuentes de ruido.

Anclas perforadas: Generalmente son una buena antena para el enlace ascendente como descendente. Podría ser perforado tan profundo como sea posible, lejos del ruido eléctrico como bombas y generadores.

Se debe escoger un área poco húmeda y tener cuidado con líneas o cables subterráneos. Si se perfora más de un ancla se prefiere que se separen de 15 a 20 pies. Ver figura 2.27.

Figura 2.27: Anclas perforadas



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Estructuras locales disponibles: Las sumideros pueden ser antenas apropiadas pero estructuras de metal puestas en concreto, como cerramientos no son apropiadas.

2.2.3.9 Rangos de impedancia

La tabla 2.7 muestra cuán efectiva una antena puede ser:

Tabla 2.7: Clasificación de antenas

Impedancia	Clasificación
< 2 Ω	Pobre
2 – 4 Ω	Ideal
4 – 10 Ω	Buena
10 – 70 Ω	Lejana
70 – 200 Ω	Pobre
655 Ω	Abierta

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Ejercicio de aplicación: Utilizando la ley de Ohm observemos una antena de resistencia o impedancia de 4 Ω y un voltaje descendente de 35 V, es decir estamos hablando de un nivel 6 para transmisión, el nivel de poder 6 del EMR, la corriente será de 8,75 Amperios.

$$V = I * R$$

Ecuación 2.2

$$I = \frac{35}{4} = 8,75[\text{Amperios}]$$

Ecuación 2.3

Si incrementamos el nivel de poder a 7 es decir, 70 V, y la señal descendente es enviada por la misma antena la corriente será de 18,75 Amperios, lo que provocará una sobre carga en la plataforma electromagnética (EMR, máximo 15 Amperios) y saltarán las protecciones. En muchos casos se utiliza más de una antena para el transporte descendente de datos, por lo que se le añade una antena de 8 Ω de resistencia. Se conectan en paralelo y la impedancia total será:

$$R_t = \frac{1}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

$$R_t = \frac{1}{\left(\frac{1}{4} + \frac{1}{8}\right)} = 2,7[\Omega] \quad \text{Ecuación 2.5}$$

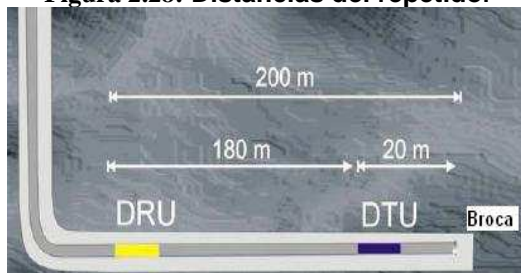
Con esta impedancia total en el envío descendente de información en un nivel 6 se tendrá una corriente de 13 Amperios. Como conclusión tenemos que aumentando una antena de 8 Ω al sistema primario de una antena de 4 Ω en el nivel 6 de poder, se tiene un aumento en el amperaje de 4,25 Amperios.

2.2.3.10 Uso de repetidores

El propósito de un repetidor DRU es robustecer la señal electromagnética lo que le permitirá ser usada en pozos profundos y a través de formaciones que no brinden las condiciones necesarias para la transformación. Básicamente es idéntico a la herramienta DTU pero sin los sensores.

Las distancias de colocación juegan un papel importante en la transformación. En la Figura 2.28 se observa un ejemplo de las distancias usuales de colocación del repetidor, la antena DRU se coloca generalmente de 80 a 300 metros de distancia del DTU. Una antena más larga quiere decir que una señal más fuerte es transmitida en la tierra.

Se prefiere que el DRU en la sarta pase el casing cuando la señal del DTU se debilite para que nos sea útil, además de bajar el consumo de baterías del DTU.

Figura 2.28: Distancias del repetidor

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

El repetidor optimiza la fuerza de la señal sin impedir el uso de aplicaciones en fondo del pozo que puedan requerir acceso completo al hueco a la tubería de perforación.

Para rangos de profundidad de 4000 pies, la herramienta no necesitara repetidor, para rangos de 8000 pies si. Entre sus ventajas tenemos el mejorar el tiempo de los surveys, maximizar el tiempo de la batería de la herramienta. La limitación de la profundidad va de acuerdo al ruido del receptor hueco arriba, el cual para optimizar la recepción de información debe estar alrededor de 80 dB.

2.2.3.11 Comunicación bidireccional

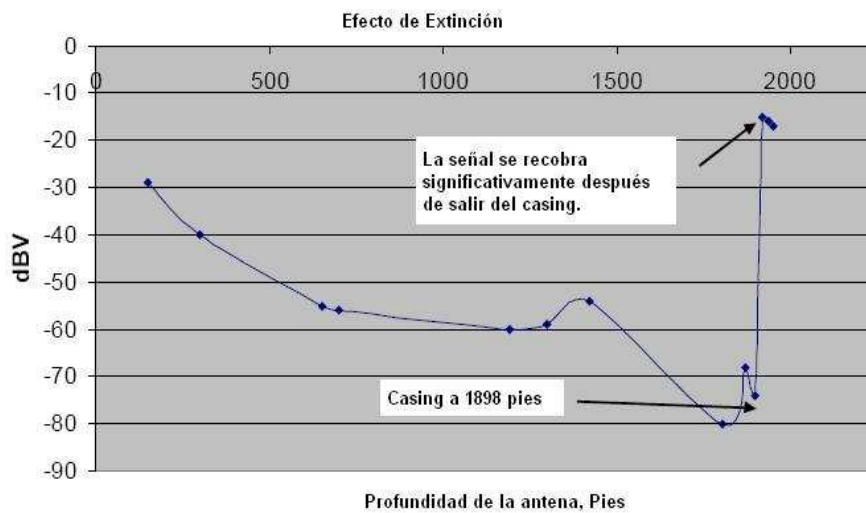
Uno de las ventajas de este sistema es la comunicación bidireccional entre la superficie y el equipo de fondo, lo que nos permite:

- Ajustar el nivel de poder de la herramienta acorde a los condiciones en tiempo real.
- Encender o apagar los sensores y ajustar la frecuencia de transmisión.
- Adaptar los datos transmitidos para los requisitos en curso del agujero.

2.2.3.12 Efecto de extinción

Una de las desventajas de la herramienta es la atenuación cuando se acerca al final del casing. Este fenómeno hace referencia a una denominada zona de extinción, ilustrada en la figura 2.29 donde el nivel de la señal recibida en superficie cae significativamente, y generalmente no es detectada, inmediatamente antes de que la antena abandone el final del casing.

Figura 2.29: Efecto de extinción de la señal

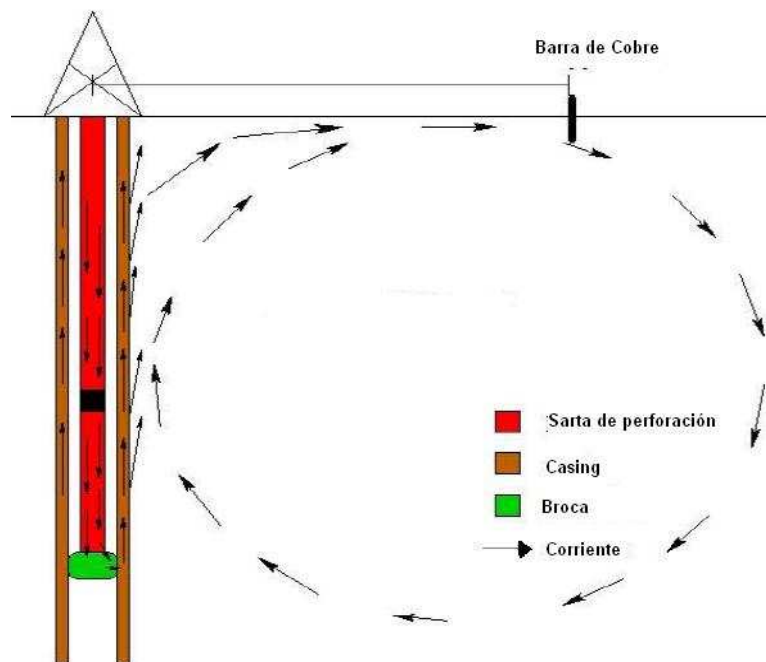


Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Las figuras de la 2.30 a 2.32 explican el escenario donde la broca y la antena se mueven a través del casing e indican la manera en la que las corrientes de flujo de la señal fluyen en la sarta y casing.

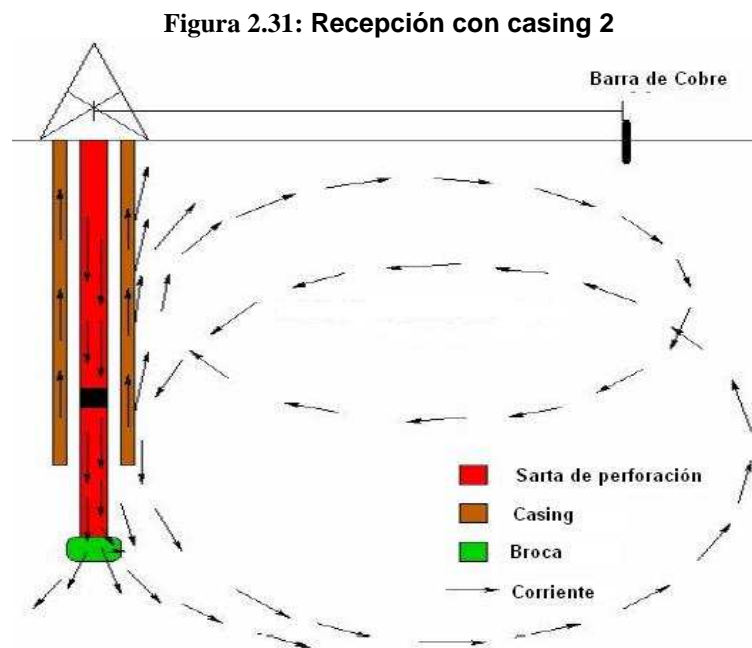
En la figura 2.30 todo el BHA está todavía contenido en el casing y la mayoría de la señal de la corriente viaja en dirección superior recirculando hacia el transmisor de fondo a través de vecindades del pozo.

Figura 2.30: Recepción con casing 1



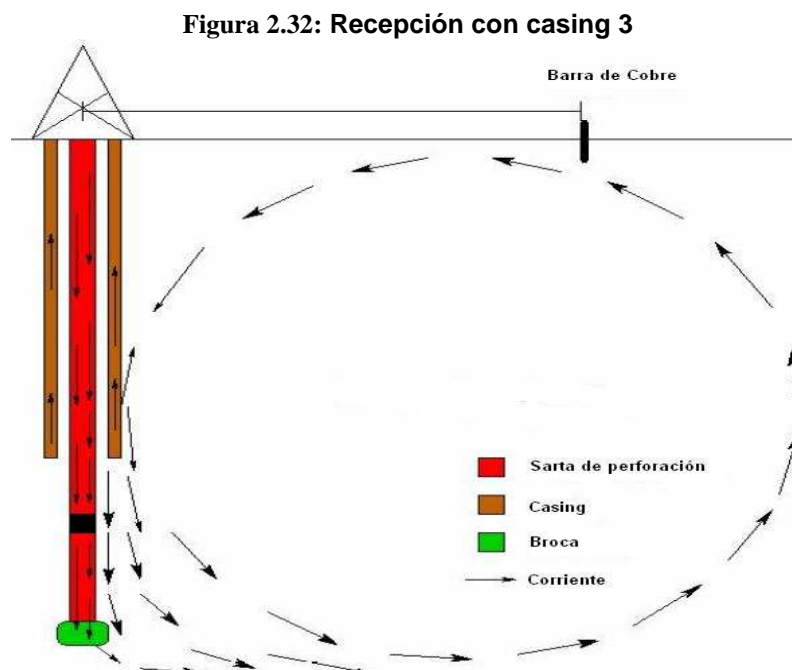
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

En la figura 2.31 se muestra parte de la sarta saliendo del casing, una parte de la señal se recibe y la otra parte es atenuada por el casing.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

La figura 2.32 muestra la situación después de que la antena ha salido del casing, la corriente predomina y el nivel de señal detectado incrementa significativamente a niveles altos aún en pozos someros.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Para sobrellevar este inconveniente se recomienda orientarse con el sistema gyro hasta que la antena supere el zapato, también está la opción de usar un sistema de pulsos de lodo para superar esta zona o se puede tomar un Toolface antes de esta zona y que sirva de referencia al salir de esta sección.

2.2.3.13 Aplicaciones de sobre balance y observaciones del Sistema

Aplicaciones sobre balance:

- Pozos en donde es necesaria una reducción del tiempo excesivo de toma de surveys.
- Pozos en donde el bombeo de material de pérdida de circulación (LCM) puede ocasionar problemas con los sistemas de telemetría de pulso de lodo.
- Aplicaciones de geonavegación y donde la ROP alta cause una densidad alta de registro de datos en tiempo real y pueda ser un problema.
- Perforación SAGD (drenaje de gravedad asistido por vapor) y pozos horizontales de alcance extendido.

Observaciones: La implementación del sistema debe tomar en cuenta:

- Para áreas donde todavía no se haya utilizado el sistema EM, se necesita saber la conductividad de la formación que atravesará, los registros de resistividad de inducción profunda desde lo más cercano a la superficie hasta al menos la profundidad TVD del pozo propuesto nos pueden ayudar a desarrollar un respaldo para la señal. Se puede utilizar registros de pozos cercanos pero no deben estar más allá de 1500 pies del pozo propuesto.
- Es importante chequear la resistencia de la antena antes de que se ejecuten los trabajos, y esta debe ser más de 200 K Ω , si es menos de 100 K Ω se debe considerar usar otra antena.
- Frecuencia de transmisión a través de la formación, tamaño del hueco, especificaciones del casing, historial del pozo, y del pozo vecino.
- El tiempo en la toma del survey varía de 40 segundos a 90 segundos. Algunas otras especificaciones se observan en la tabla 2.8

Tabla 2.8: Especificaciones del Sistema Electromagnético

Especificaciones del Sistema EM					
Diámetro exterior nominal de la herramienta	3 1/2 pulg.	4 3/4 pulg.	6 1/2 pulg.	8 pulg.	9 1/2 pulg.
Longitud	33 pies en promedio. Incluye los dispositivos electrónicos y el módulo de la batería.				
<u>Maximo DLS</u>					
<i>Rotando</i>	14°/100 pies	14°/100 pies	14°/100 pies	8°/100 pies	8°/100 pies
<i>Deslizando</i>	35°/100 pies	35°/100 pies	35°/100 pies	14°/100 pies	14°/100 pies
Temperatura Estándar	302°F (150°C)				
Presión de operación	18000 psi				
Flujo de Lodo	250 gpm	350 gpm	650 gpm	950 gpm	1200 gpm
Suministro de energía	Baterías de litio				
Máxima profundidad de transmisión	15000 pies, con el repetidor. (Depende de la formación)				
Maximo de bits que se puede lograr por segundo	10				
Frecuencia de transmision	2 a 15 Hz.				
Cantidad de Datos	1 a 8 bps				

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

2.2.3.14 Introducción al Software DrilQuest

Con miras a crear una base de trabajo para el sistema electromagnético se ha corrido un software que nos indica el comportamiento de la señal electromagnética en los pozos ecuatorianos.

La resistividad es la principal variable a tomar en cuenta para la transmisión de datos en la herramienta electromagnética, ya que es el inverso de la conductividad.

Para la explotación de hidrocarburo en el Ecuador se toma como referencia la misma columna estratigráfica para todos los campos, sabiendo de antemano que si bien las profundidades de las formaciones varían dependiendo del área, sus propiedades son continuas a lo largo de la cuenca que ocupa Ecuador, es por eso que es posible establecer un patrón de comportamiento de la resistividad en la era correspondiente al Cenozoico y parte del Mesozoico. Ver figura 2.33.

Lo más apropiado sería hablar de una zona determinada y evaluarla, pero dado que la herramienta se va a desenvolver en varios campos el procedimiento

sugerido sería realizar corridas del simulador en las vecindades de los pozos donde se vaya a perforar. Por lo que viendo las resistividades en el área somera, hablando de Basal Tena hacia arriba, se tiene una resistividad baja, es decir una buena conductividad, la cual está en el orden de los 3 ohm - m. Para el resto de formaciones se tiene una resistividad promedio de 8 ohm – m. en las zonas donde no hay hidrocarburo, es decir en las arenas no productoras, ya que dependiendo de cada campo y área se tendrá valores de resistividad distintos en las zonas productoras.

Hay que tomar en cuenta la compresión de la roca, que es una variable dependiente de cada campo y área.

Figura 2.33: Columna estratigráfica del Ecuador

ERA	EDAD	FORMACION	AMBIENTE	ESP.	COLLITOL.	DESC.LITOL.	OBSERVACIONES	
CENOZOICO	RECIENTE	ALUVION	FLUVIAL			Arenas o Lodos		
	PLEISTOCENO	TERRAZAS				Conglomerados		
	PLIOCENO	CHAMBIRA	AGUA SALOBRE	CONTINENTAL	6000'		Arcillolitos	Manifestaciones de Petróleo no conocidas
		ARAJUNO			6700'		Arenisca	
	MIOCENO	CHALCANA						
	OLIGOCENO	Ortega	Agua salobre a marina		400'		Arenisca Lut.	Equivalente a Chalcana Continental
	OLIGOCENO A EOCENO	TIYUYACU	Continental		1500'		Arenisca Arcillolita Conglomerado	Conglomerado productivo en Colombia
PALEOCENO	TENA	Continental a Marino Somero Basal		400' - 3200'		Arcillolita	Delgada Arena Basal, Frecuente Contenido de Gas y Petróleo	
MESOZOICO	CRETACICO MEDIO A SUPERIOR	NAPO	Marino Transg. con Facies Regresivas		600' - 2800'	Lutita Caliza y Arena	Arenas "U", "T" Saturación de Petróleo	
	CRETACICO INFERIOR	HOLLIN	Marino Transgresivo		70' - 780'	Arenisca	Reservorio Principal	
	JURASICO MEDIO A SUPERIOR	Misahualli			2100'		Parte Superior Volcánica	Manifestaciones de Petróleo no conocidas
		CHAPIZA	CONTINENTAL		7800'		Arenisca & Arcillolitos	
	JURASICO INFERIOR	SANTIAGO	MARINO		4950' EST		Principalmente Caliza Marina Lutita y Arenisca	Indicaciones de Petróleo en los Afloramientos del S.O. Oriente
PALEOZOICO	PERMICO A PENSILANIENSE	MACUMA	MARINO		2800' EST	Caliza Dolomita Lutita y Arenisca Marino	POSIBLE ROCA MADRE	
	MISSISSIPIENSE DEVONIANO Y SILURIANO	PUMBUIZA	MARINO ABIERTO		1550'	Lutita con Arenisca Limolita en partes Caliza y Lutita Alterada	No existe significativas manifestaciones de petróleo	
	BASAMENTO CRISTALINO							

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Para dar los valores anteriormente mencionados se ha revisado varios registros eléctricos y se ha consultado con varios analistas sobre el comportamiento de las curvas de resistividad, además se carece de datos en las zonas someras, pero debido a que a lo largo de varios estudios se ha determinado que no hay

zonas productoras sino más bien una similitud en lo que a resistividad concierne con las zonas que si tenemos información, se da los valores mencionados anteriormente, pero la veracidad de un registro eléctrico hasta superficie de cada área nos ayudaría a corroborar esta información.

2.2.3.14.1 Parámetros de funcionamiento

El software utilizado para la simulación del funcionamiento de la herramienta es de propiedad de Halliburton, las aplicaciones que ofrece este programa son varias, la única que se va a utilizar es la interpretación de la resistividad para la herramienta electromagnética.

Se han utilizado dos pozos para la simulación, los dos corresponden una empresa X operadora de varios campos en el Ecuador, el procedimiento y los resultados obtenidos se muestran a continuación. Para empezar se ingresaron datos de puntos de casing y de resistividad, junto con otros parámetros básicos para el modelamiento. Ver figura 2.34.

Figura 2.34: Parámetros para la interpretación de los pozos SSQ y VHR

The screenshot shows the 'Resistivity Interpretation' software interface. It is divided into several sections:

- Resistivity File:** File Name: C:\Documents and Settings\hx45855\Desktop\Rich; File Format: LAS (selected), ASCII; Depth Units: Meters (selected), Feet; Resistivity or Conductivity: ohm-m (selected), mmhos.
- Drilling Parameters:** Drillpipe Diam: 4 1/2; Drillpipe Thickness: 0.200; BHA Diam: 8.000; Noise Floor: 30; Casing Depth: 2500.00.
- Transmitter Data:** A table with columns DTU and DRU.

	DTU	DRU
Frequency:	2.35	2.35
Voltage:	2.50	2.50
Impedance:	0.25	0.25
Bit Dist:	60.00	650.00

Buttons: Resistivity Plot..., Calculate, Close.

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Estos parámetros son necesarios para el cálculo de la fuerza de la señal:

- Ruido del piso: Es el ruido eléctrico esperado causado por el taladro, comúnmente se utiliza un valor de 30 dB para la mayoría de taladros,

pero hay la posibilidad de que se pueda disminuir considerablemente, ya que este valor es usado para indicar el nivel de ruido que existe a la salida de la señal donde se espera perder la definición de la misma.

- Espesor de la tubería de perforación: Normalmente se lo asume en 0,2 pulgadas para la tubería de 4 ½ pulgadas, y 0,25 para la tubería de 5 pulgadas.
- Diámetro de la tubería de perforación: El diámetro promedio nominal usado en los BHA.
- Diámetro del BHA: Es el diámetro nominal del BHA usado.
- Profundidad del Casing: Es la profundidad donde se ha localizado el zapato del casing.

2.2.3.14.2 Análisis Interpretativo

Entre los datos de transmisión se señalan las principales variables electromagnéticas a intervenir en el funcionamiento de la herramienta:

- Frecuencia: Es el valor de frecuencia de la herramienta para un canal particular, el rango va de 2,35 Hz. a 11 Hz, para propósitos de evaluación se aconseja usar el valor más bajo.
- Distancia a la broca: Es la distancia desde el DTU hacia la broca, y del DRU hacia la broca, respectivamente. Se puede habilitar o deshabilitar el uso del repetidor.
- Impedancia: Es la impedancia o resistencia interna de la herramienta, se utiliza por lo general 1 ohm para evaluación, y permite un rango de 0,25 ohm a 1 ohm.
- Voltaje: Es el valor del voltaje de salida de la herramienta, se usa 2,5 V para propósitos de evaluación, y se usa un rango de 2,0 V. a 2,5 V.

En las figuras 2.35 a 2.38 se presentan los resultados de los datos ingresados en el programa, se puede observar que se trabaja con dos pozos distintos, SSQ y VHR. Estos pozos presentan perfiles distintos de resistividad, figura 2.35 y 2.36, como también perfiles distintos de fuerza de la señal electromagnética, figura 2.37 y 2.38.

Figura 2.35: Interpretación de la resistividad para SSQ

HALLIBURTON

Sperry Drilling Services
Serendipity

Plot of Measured Depth vs. Resistivity for SSQ

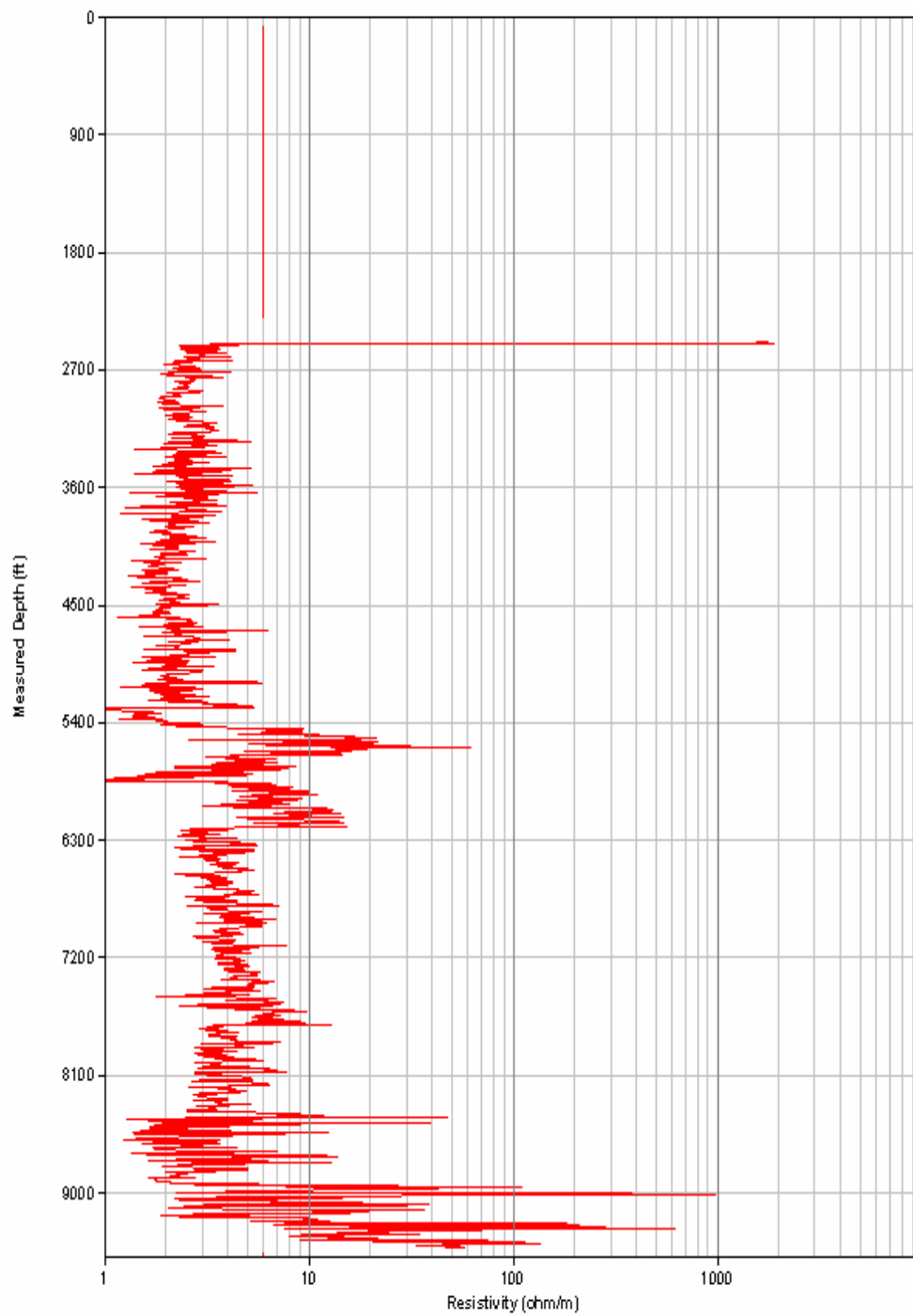


Figura 2.36: Interpretación de la resistividad para VHR

HALLIBURTON

Sperry Drilling Services
Serendipity

Plot of Measured Depth vs. Resistivity for VHR

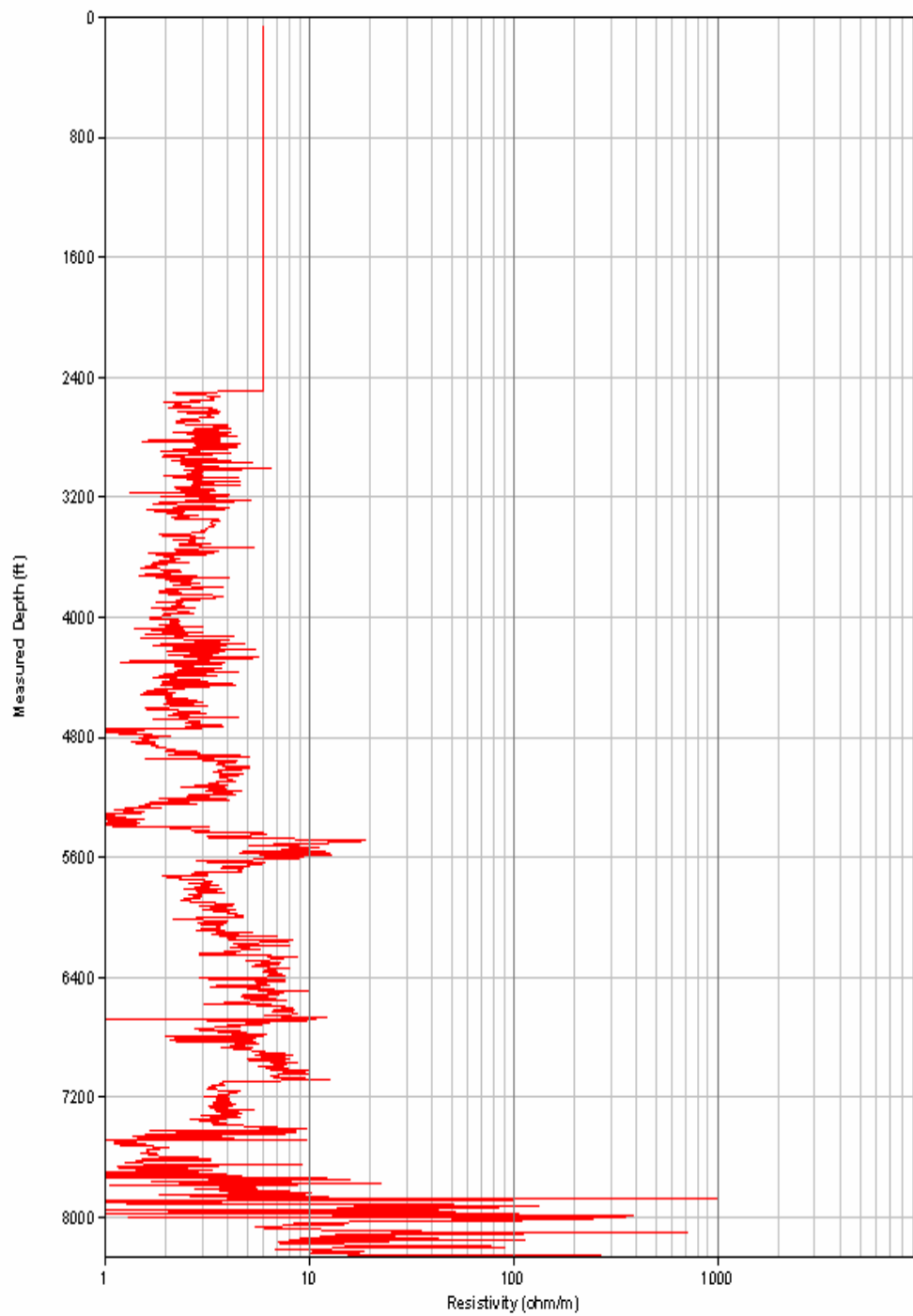
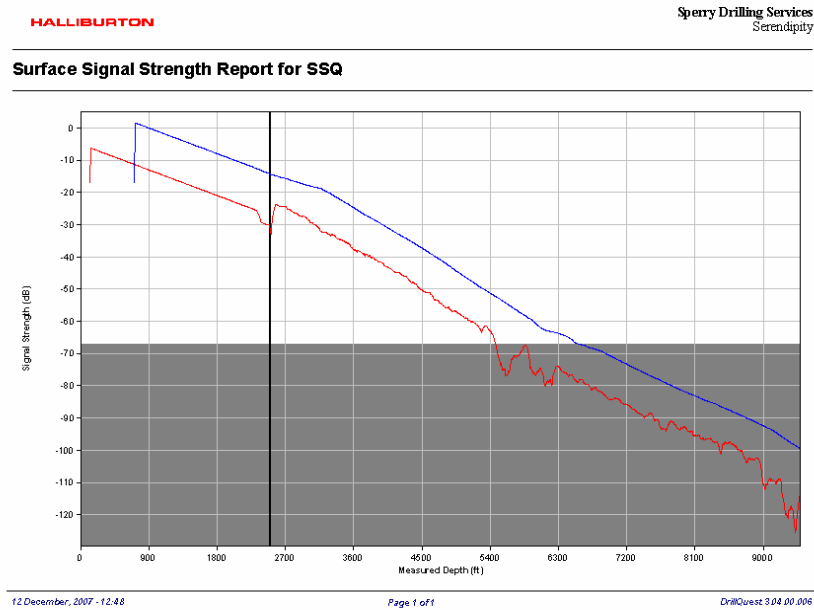
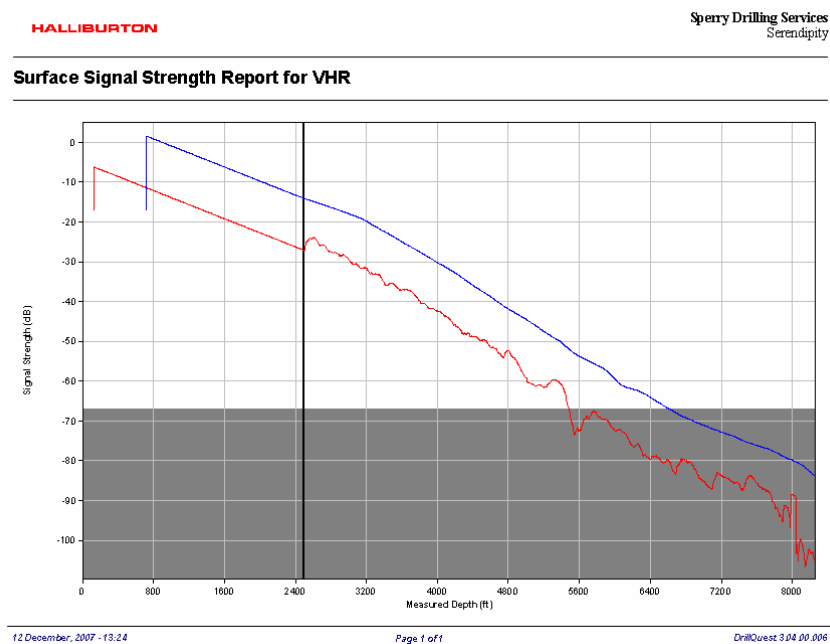


Figura 2.37: Fuerza de la señal vs. Profundidad para SSQ



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Figura 2.38: Fuerza de la señal vs. Profundidad para VHR



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007h

Los resultados de las figuras 2.37 y 2.38 muestran que la herramienta funcionará hasta los 6000 pies en promedio bajo las consideraciones detalladas en los figura 2.34. Esto se deduce al observar que tanto la línea de color rojo, correspondiente al DTU y la línea de color azul, correspondiente al

DRU, se internan en la parte gris de las figuras 2.37 y 2.38; a diferente profundidad. Se toma a la línea azul como referencia ya que se considera que se debe bajar la herramienta con repetidor debido a la profundidad de nuestras formaciones. La ubicación del repetidor varía de acuerdo a la sección que vamos a perforar, ya que el zapato del casing se ubicará a diferente profundidad dependiendo de la sección.

La configuración de los casing utilizados en el país se generaliza de la siguiente manera, un casing conductor hasta profundidades no más allá de los 300 pies, un casing superficial hasta aproximadamente los 5000 pies en TVD, cerca de la formación Orteguzza, y de ahí en adelante se baja otro casing hasta la formación Napo, claro esta si no existen variaciones por complicaciones en cada pozo.

A continuación en las tablas 2.9 a 2.17 y en las figuras 2.39 2.56 se observa una variación en los parámetros de perforación y los datos del transmisor con miras a obtener una mejor recepción a mayor profundidad.

Se ha trabajado sólo con el pozo SSQ, debido a que tiene mayor profundidad y además las características de resistividad son similares al pozo VHR. Las consideraciones bajo las cuales se elaboraron son:

Diámetro y espesor de la tubería de perforación: Se han usado dos, de 0.25" para DP de 5" y de 0.2" para DP de 4 ½".

Diámetro del BHA: Por medio de ensayos se determinó que este dato no influye en la grafica de Signal Strenght vs. Profundidad. Se trabajó con un valor de 8".

Ruido del piso: Se trabajó con cuatro casos de 30, 20, 10 y 0 dB.

Profundidad del Casing: Se trabajó con un valor de 2500 pies.

Frecuencia: Se trabajó con valores de 2,35 Hz. 7.5 Hz. y 11 Hz.

Voltaje: La última versión de la herramienta trabajaba con 2.5 V.

Impedancia: Se trabajó con valores de 0.25 ohm y 1 ohm.

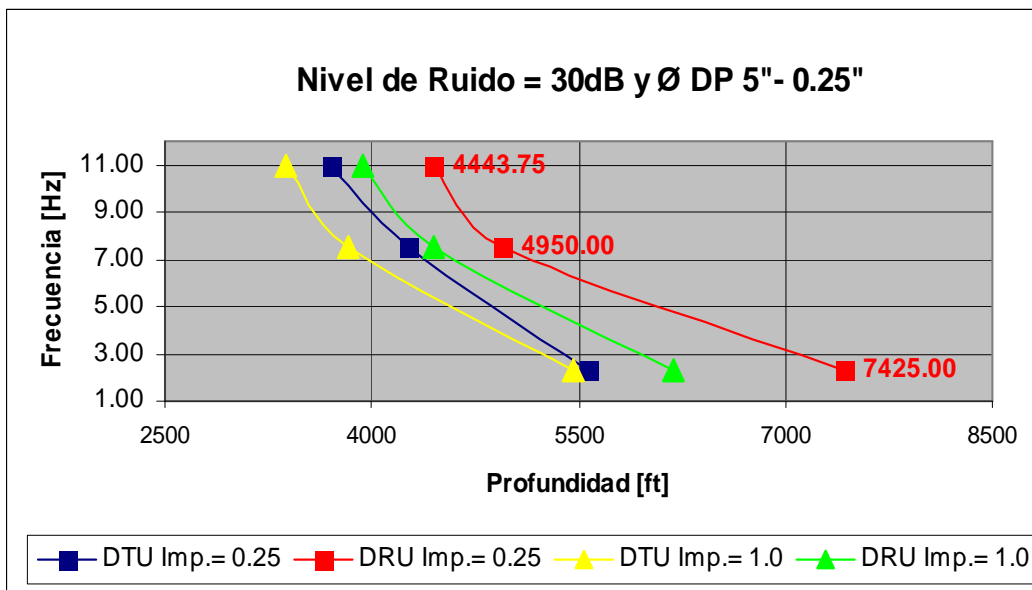
Distancia a la broca: Se trabajó con 60' desde el DTU y 650' desde el DRU.

Tabla 2.9: Variación de parámetros para Noise Floor de 30 dB

Variación de parámetros para Noise Floor de 30 dB					
V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
<i>Frecuencia</i>	<i>Impedancia</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>
2.35	0.25	5568.75	7425.00	5512.50	6637.50
	1.00	5456.25	6187.50	5062.50	5681.25
7.50	0.25	4275.00	4950.00	3937.50	4725.00
	1.00	3825.00	4443.75	3600.00	4275.00
11.00	0.25	3712.50	4443.75	3487.50	4275.00
	1.00	3375.00	3937.50	3150.00	3825.00

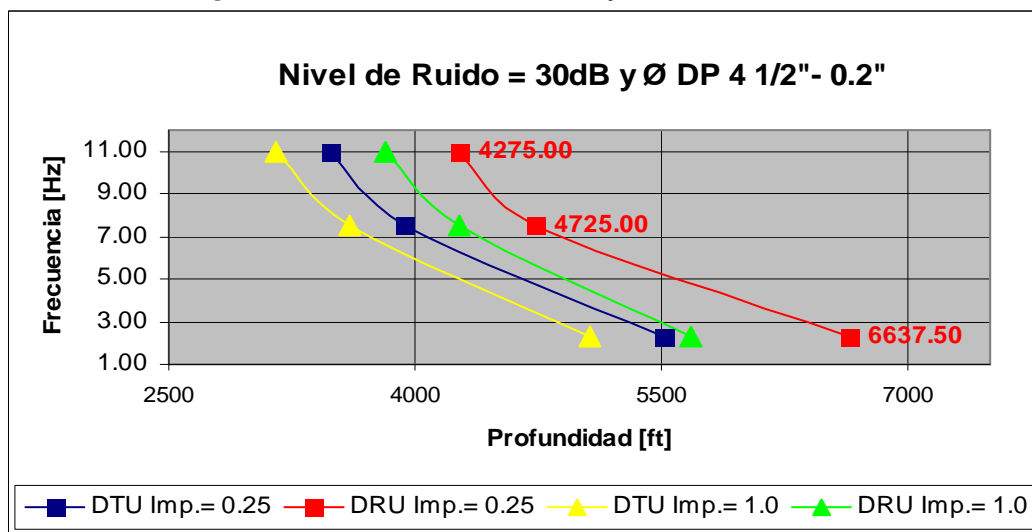
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.39: Noise Floor de 30 dB y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.40: Noise Floor de 30 dB y DP de 4 1/2" - 0.2"



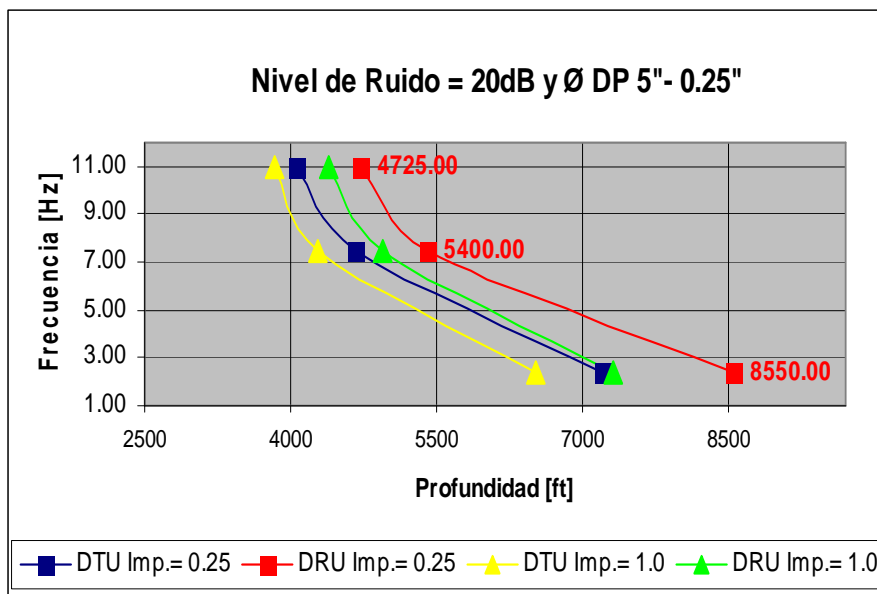
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.10: Variación de parámetros para Noise Floor de 20 dB

Variación de parámetros para Noise Floor de 20 dB					
V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
Frecuencia	Impedancia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
2.35	0.25	7200.00	8550.00	6075.00	7537.50
	1.00	6525.00	7312.50	5512.50	6525.00
7.50	0.25	4668.75	5400.00	4387.50	5062.50
	1.00	4275.00	4950.00	4050.00	4668.75
11.00	0.25	4050.00	4725.00	3825.00	4556.25
	1.00	3825.00	4387.50	3543.75	4162.50

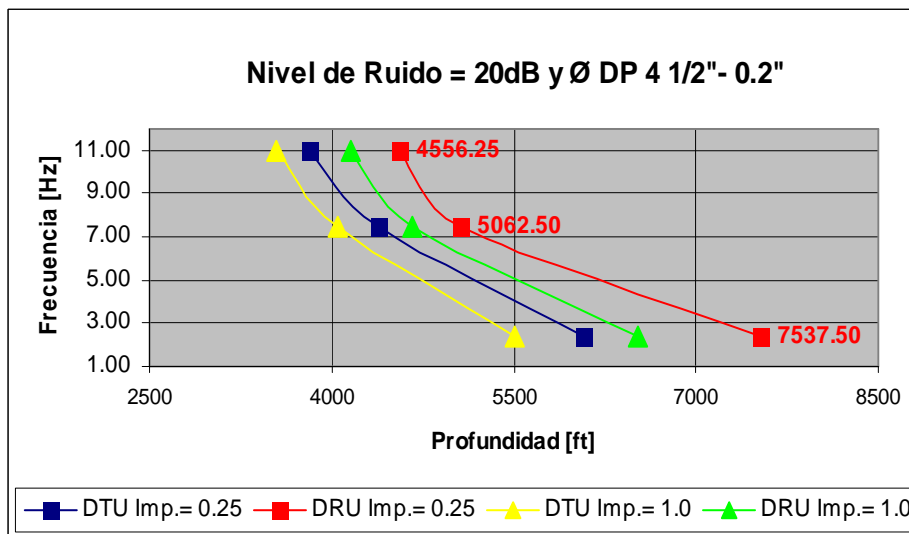
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.41: Noise Floor de 20 dB y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.42: Noise Floor de 20 dB y DP de 4 1/2" - 0.2"



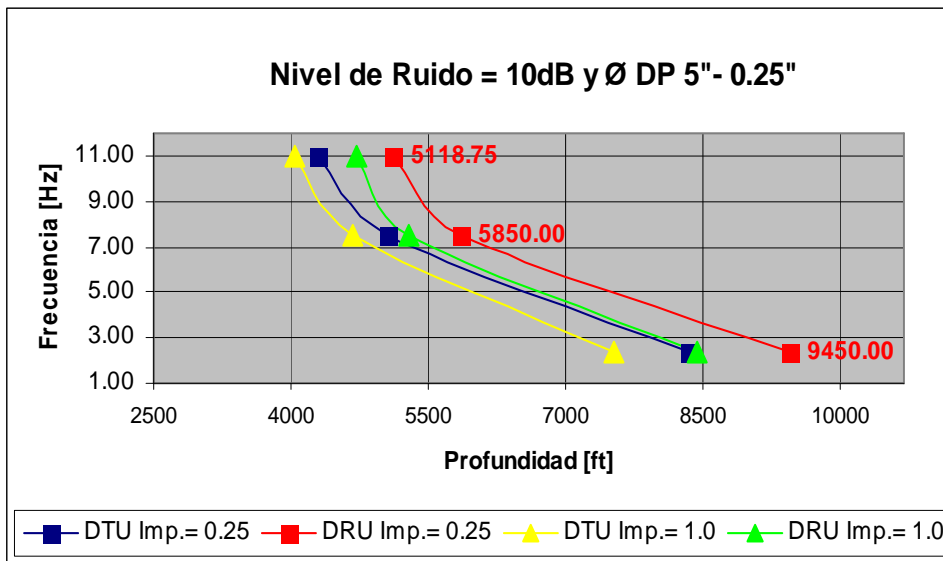
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.11: Variación de parámetros para Noise Floor de 10 dB

Variación de parámetros para Noise Floor de 10 dB					
V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
<i>Frecuencia</i>	<i>Impedancia</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>
2.35	0.25	8350.00	9450.00	7312.50	8550.00
	1.00	7537.50	8437.50	6637.50	7425.00
7.50	0.25	5062.50	5850.00	4725.00	5512.50
	1.00	4668.75	5287.50	4387.50	5062.50
11.00	0.25	4287.50	5118.75	4275.00	4950.00
	1.00	4050.00	4725.00	3937.50	4500.00

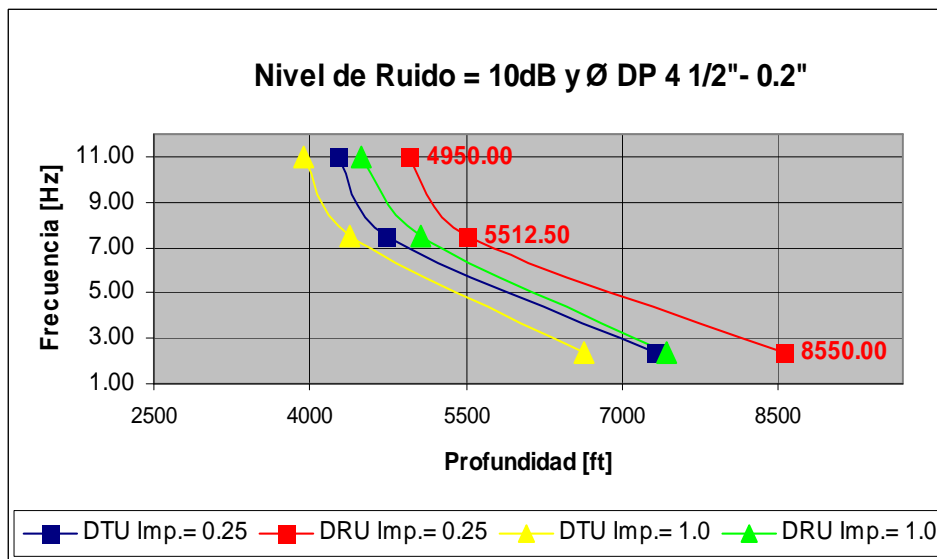
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.43: Noise Floor de 10 dB y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.44: Noise Floor de 10 dB y DP de 4 1/2" - 0.2"



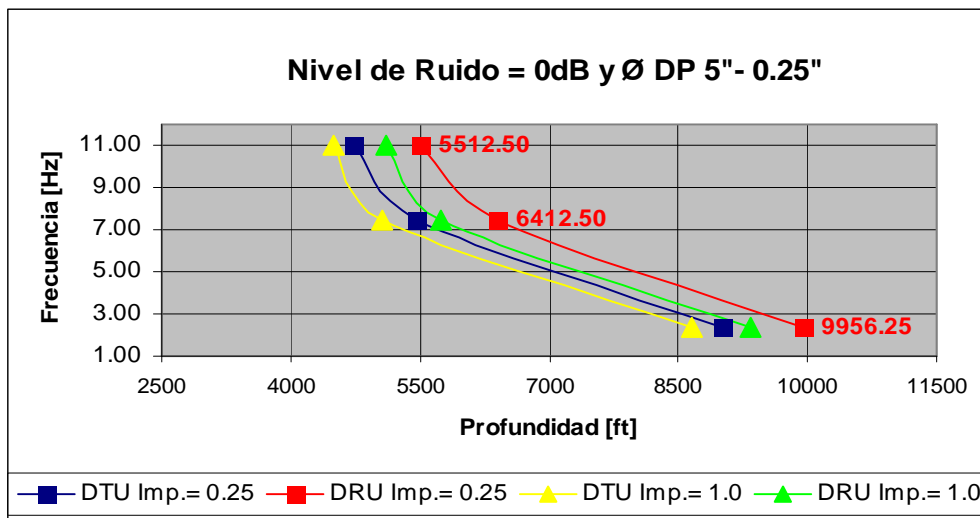
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.12: Variación de parámetros para Noise Floor de 0 dB

Variación de parámetros para Noise Floor de 0 dB					
V= 2.5V		Ø DP 5"- 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
<i>Frecuencia</i>	<i>Impedancia</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>	<i>Prof. DTU @ 60 ft from Bit</i>	<i>Prof. DRU @ 650 ft from Bit</i>
2.35	0.25	9000.00	9956.25	8325.00	9337.50
	1.00	8662.50	9337.50	7537.50	8437.50
7.50	0.25	5456.25	6412.50	5175.00	5962.50
	1.00	5062.50	5737.50	4837.50	5400.00
11.00	0.25	4725.00	5512.50	4500.00	5231.25
	1.00	4500.00	5118.75	4275.00	4893.75

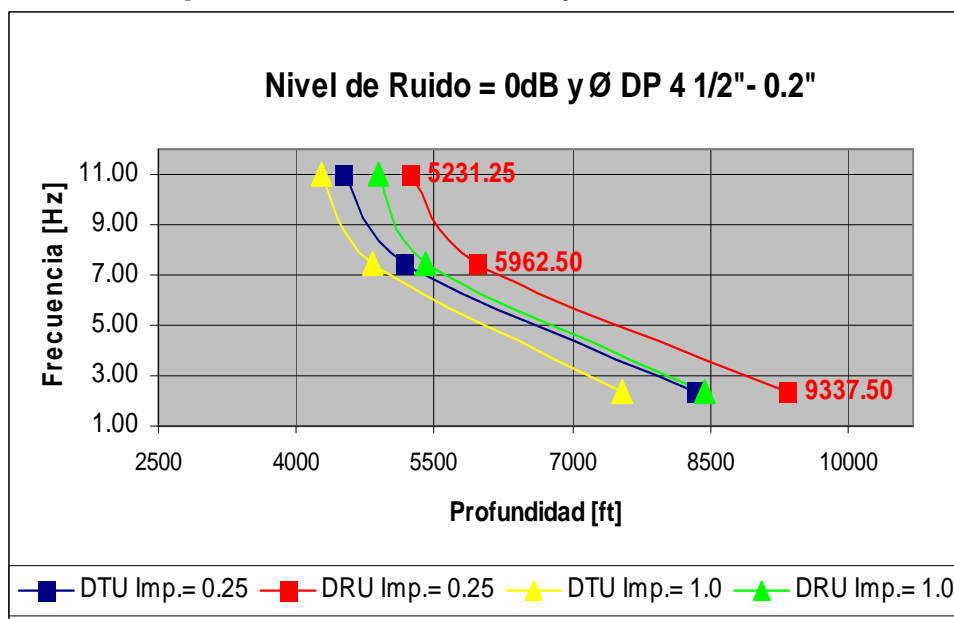
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.45: Noise Floor de 0 dB y DP de 5'' - 0.25''



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.46: Noise Floor de 0 dB y DP de 4 1/2'' - 0.2''



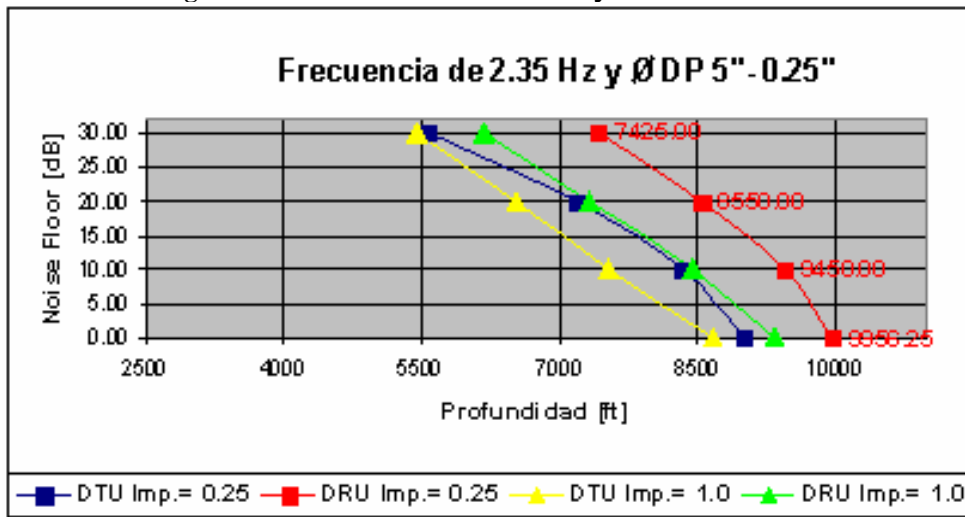
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.13: Variación de parámetros para Frecuencia de 2.35 Hz.

Variación de parámetros para Frecuencia de 2.35 Hz					
V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
dB	Impedancia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
30.00	0.25	5568.75	7425.00	5512.50	6637.50
	1.00	5456.25	6187.50	5062.50	5681.25
20.00	0.25	7200.00	8550.00	6075.00	7537.50
	1.00	6525.00	7312.50	5512.50	6525.00
10.00	0.25	8350.00	9450.00	7312.50	8550.00
	1.00	7537.50	8437.50	6637.50	7425.00
0	0.25	9000.00	9956.25	8325.00	9337.50
	1.00	8662.50	9337.50	7537.50	8437.50

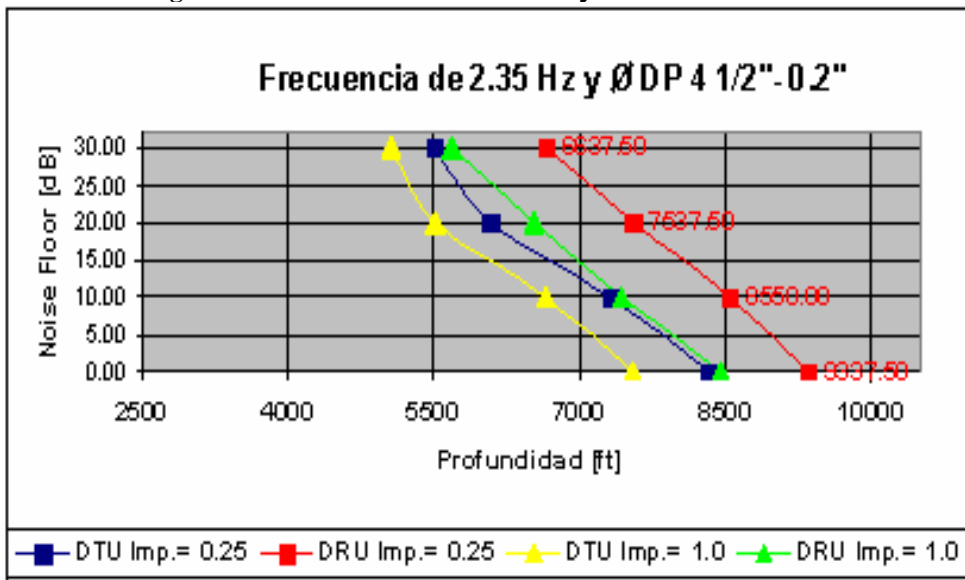
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.47: Frecuencia de 2.35 Hz y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.48: Frecuencia de 2.35 Hz y DP de 4 1/2" - 0.2"



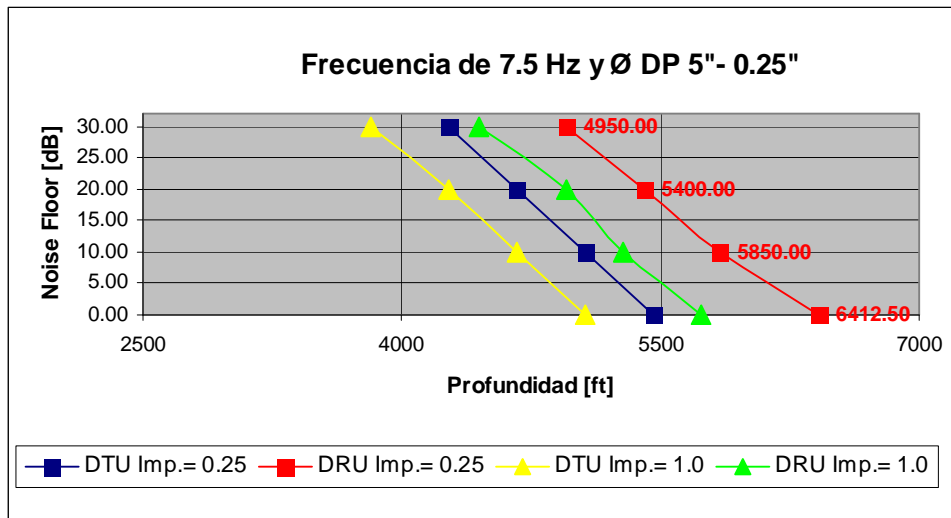
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.14: Variación de parámetros para Frecuencia de 7.5 Hz

Variación de parámetros para Frecuencia de 7.5 Hz					
V= 2.5V		Ø DP 5"- 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
dB	Impedancia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
30.00	0.25	4275.00	4950.00	3937.50	4725.00
	1.00	3825.00	4443.75	3600.00	4275.00
20.00	0.25	4668.75	5400.00	4387.50	5062.50
	1.00	4275.00	4950.00	4050.00	4668.75
10.00	0.25	5062.50	5850.00	4725.00	5512.50
	1.00	4668.75	5287.50	4387.50	5062.50
0	0.25	5456.25	6412.50	5175.00	5962.50
	1.00	5062.50	5737.50	4837.50	5400.00

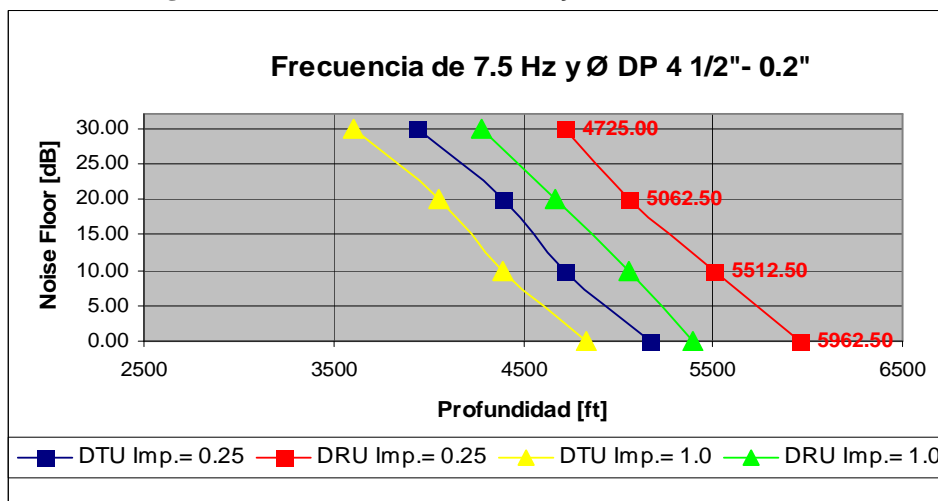
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.49: Frecuencia de 7.5 Hz y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.50: Frecuencia de 7.5 Hz y DP de 4 1/2" - 0.2"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

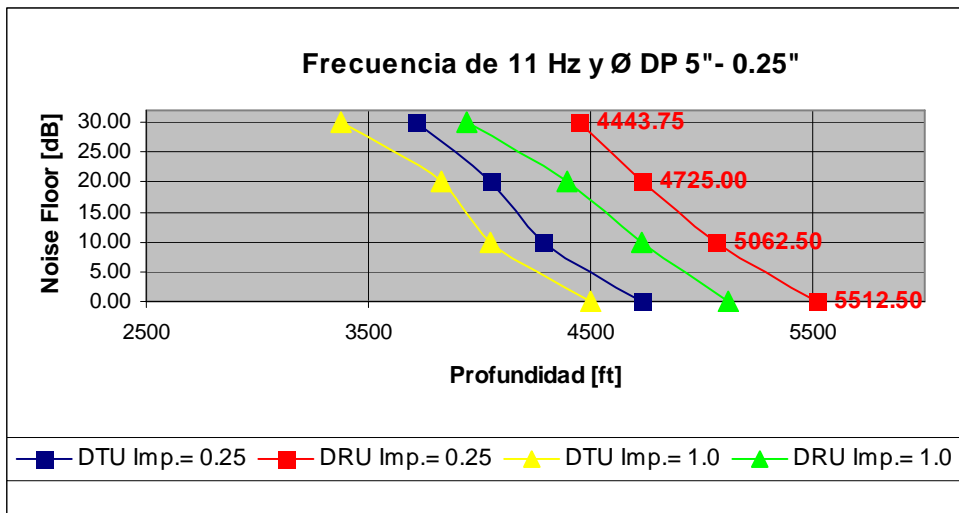
Tabla 2.15: Variación de parámetros para Frecuencia de 11 Hz

Variación de parámetros para Frecuencia de 11 Hz					
V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
dB	Impedancia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
30.00	0.25	3712.50	4443.75	3487.50	4275.00
	1.00	3375.00	3937.50	3150.00	3825.00
20.00	0.25	4050.00	4725.00	3825.00	4556.25
	1.00	3825.00	4387.50	3543.75	4162.50
10.00	0.25	4287.50	5062.50	4275.00	4950.00
	1.00	4050.00	4725.00	3937.50	4500.00
0	0.25	4725.00	5512.50	4500.00	5231.25
	1.00	4500.00	5118.75	4275.00	4893.75

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

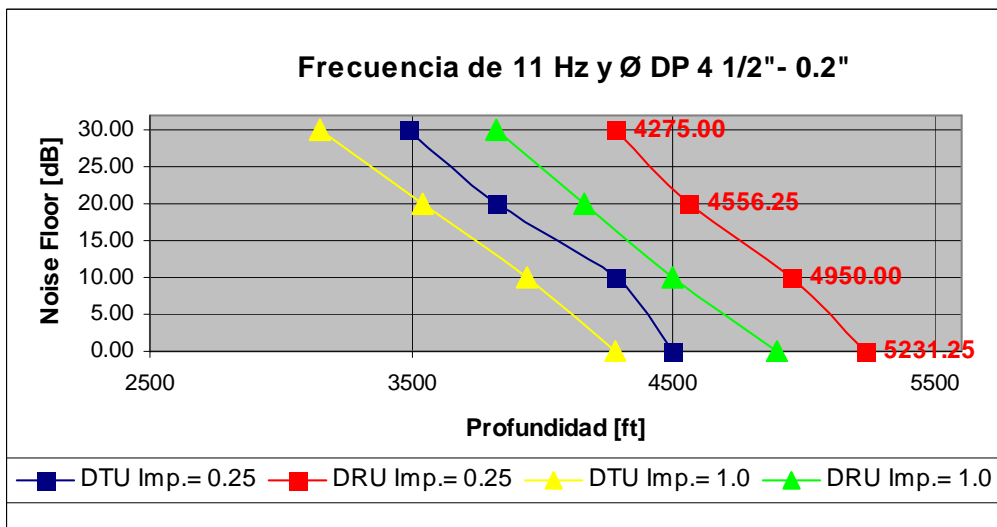
Figura 2.51: Frecuencia de 11 Hz y DP de 5'' - 0.25''



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.52: Frecuencia de 11 Hz y DP de 4 1/2'' - 0.2''



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

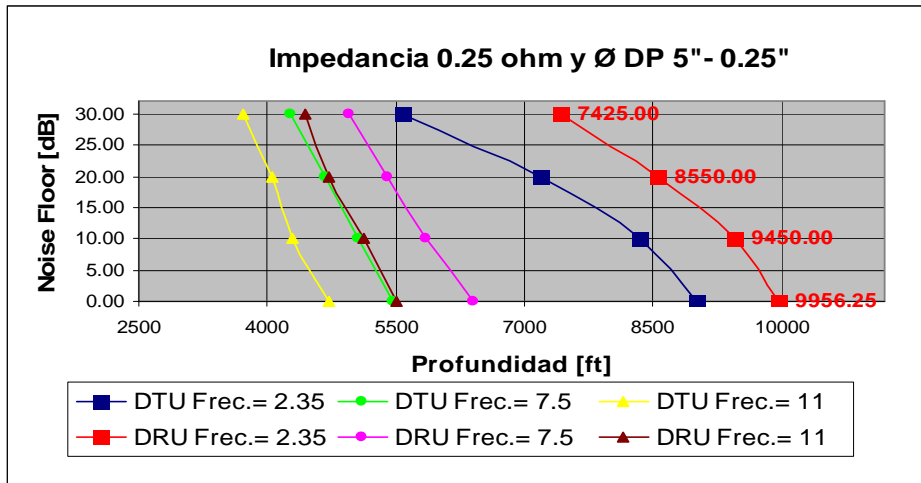
Elaborado por: Richard Torres V.

Tabla 2.16: Variación de parámetros para Impedancia de 0.25 ohm
Variación de parámetros para Impedancia 0.25 ohm

V= 2.5V		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
dB	Frecuencia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
30.00	2.35	5568.75	7425.00	5512.50	6637.50
	7.50	4275.00	4950.00	3937.50	4725.00
	11.00	3712.50	4443.75	3487.50	4275.00
20.00	2.35	7200.00	8550.00	6075.00	7537.50
	7.50	4668.75	5400.00	4387.50	5062.50
	11.00	4050.00	4725.00	3825.00	4556.25
10.00	2.35	8350.00	9450.00	7312.50	8550.00
	7.50	5062.50	5850.00	4725.00	5512.50
	11.00	4287.50	5118.75	4275.00	4950.00
0	2.35	9000.00	9956.25	8325.00	9337.50
	7.50	5456.25	6412.50	5175.00	5962.50
	11.00	4725.00	5512.50	4500.00	5231.25

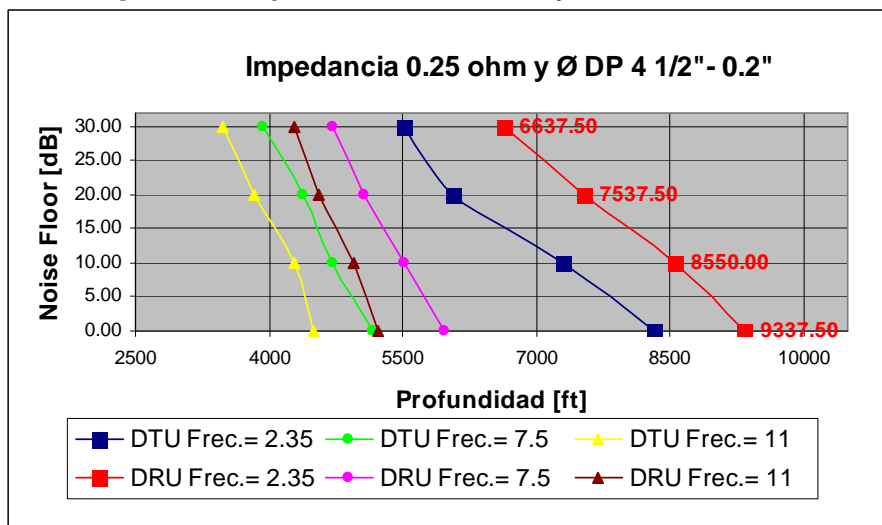
Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.53: Impedancia de 0.25 ohm Hz y DP de 5" - 0.25"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.54: Impedancia de 0.25 ohm y DP de 4 1/2" - 0.2"



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007
 Elaborado por: Richard Torres V.

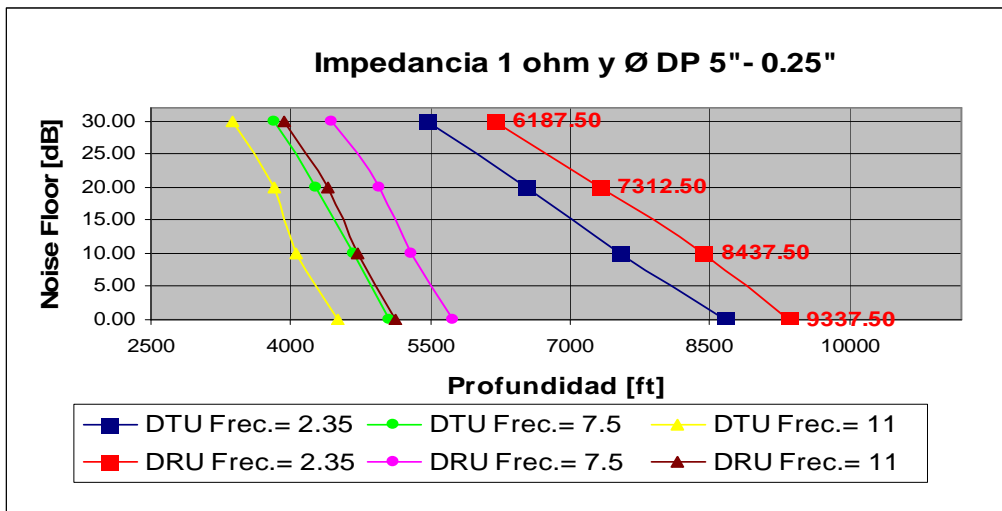
Tabla 2.17: Variación de parámetros para Impedancia de 1 ohm

Variación de parámetros para Impedancia 1 ohm					
V= 2.5V		Ø DP 5"- 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
dB	Frecuencia	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
30.00	2.35	5456.25	6187.50	5062.50	5681.25
	7.50	3825.00	4443.75	3600.00	4275.00
	11.00	3375.00	3937.50	3150.00	3825.00
20.00	2.35	6525.00	7312.50	5512.50	6525.00
	7.50	4275.00	4950.00	4050.00	4668.75
	11.00	3825.00	4387.50	3543.75	4162.50
10.00	2.35	7537.50	8437.50	6637.50	7425.00
	7.50	4668.75	5287.50	4387.50	5062.50
	11.00	4050.00	4725.00	3937.50	4500.00
0	2.35	8662.50	9337.50	7537.50	8437.50
	7.50	5062.50	5737.50	4837.50	5400.00
	11.00	4500.00	5118.75	4275.00	4893.75

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

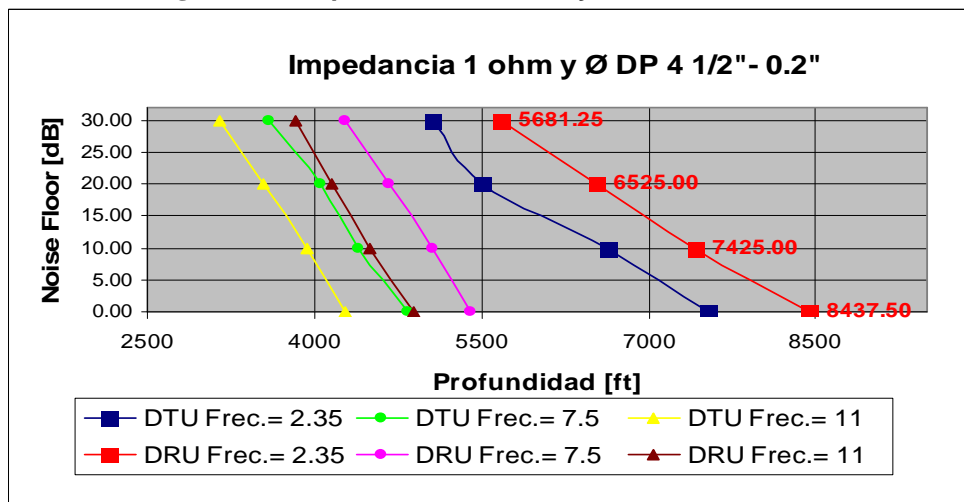
Figura 2.55: Impedancia de 1 ohm Hz y DP de 5'' - 0.25''



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

Figura 2.56: Impedancia de 1 ohm y DP de 4 1/2'' - 0.2''



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

Es evidente que se tienen varias condiciones de operación de la herramienta electromagnética, las condiciones de operación más favorables se presentan en la tabla 2.18:

Tabla 2.18: Condiciones de mejor desempeño de la herramienta electromagnética

		Condiciones de mejor desempeño			
		Ø DP 5" - 0.25"		Ø DP 4 1/2" - 0.2"	
Variables		Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit	Prof. DTU @ 60 ft from Bit	Prof. DRU @ 650 ft from Bit
Voltaje	2.50	9000.00	9956.25	8325.00	9337.50
Impedancia	0.25				
Frecuencia	2.35				
Noise floor	0.00				

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Elaborado por: Richard Torres V.

CAPITULO III

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TELEMETRÍA DE PULSOS DE LODO CON LA TELEMETRÍA ELECTROMAGNÉTICA

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL ANÁLISIS

Para realizar un análisis comparativo se toma en cuenta las ventajas y desventajas de cada sistema, valiéndonos de las limitaciones de uno y otro se puede llegar a elaborar juicios de valor más apropiados. Cabe recalcar que la herramienta electromagnética se usa con frecuencia en Canadá y en Omán donde los pozos someros y de bajo balance crean un mercado bastante favorable para la utilización de esta tecnología.

3.1.1 PRINCIPIOS FÍSICOS DE TRANSPORTE DE INFORMACIÓN

El principio físico de funcionamiento es totalmente diferente para estos dos sistemas, si bien el de pulsos de lodo basa su funcionamiento en la liberación o retención de presión, el electromagnético no toma en cuenta medios mecánicos para el transporte de la información. Los dos sistemas son colocados en un collar no magnético; el sistema de pulsos de lodo positivo tiene su parte medular en el movimiento del “poppet”, es decir en la restricción del flujo, para que la diferencia de presión sea detectada en superficie. El sistema electromagnético elimina estas partes móviles, generando campos y ondas electromagnéticas por medio del movimiento de la sarta.

3.1.2 TRANSMISIÓN DE DATOS

3.1.2.1 Velocidad

La velocidad de transmisión de datos es fundamental y bastante notoria al momento de hacer el análisis de factibilidad, el sistema electromagnético opera

a 9 bits por segundo, en promedio; mientras que el sistema de pulsos de lodo positivo llegará a tener una velocidad de transmisión de datos alrededor de 1.5 bits por segundo.

En promedio se califica al sistema electromagnético como cuatro veces más rápido que el sistema de pulsos de lodo. Comparando los tiempos de un survey, y basándose en un sistema de pulso positivo en frecuencia de 0,8 Hz, tenemos:

Tabla 3.1: Tiempo en la toma de Surveys

Tiempo en la toma de Surveys			
<i>Telemetría</i>	<i>Tiempo de cada survey</i>	<i># Surveys</i>	<i>TOTAL en 100 surveys</i>
Electromagnético	50 segundos	100 surveys	1 hora 24 minutos
Pulso Positivo	5 minutos	100 surveys	8.3 horas

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 1998
Elaborado por: Richard Torres V.

Cabe recalcar que la tabla 3.1 muestra resultados basados en tiempos ideales de survey de cada sistema, pero resulta importante señalar que al tomar un survey en el sistema de pulsos de lodo se necesita suspender la perforación hasta tener la información en superficie, el sostener la sarta por determinado tiempo para después continuar con la conexión de la siguiente parada hace que se pierda tiempo valioso.

3.1.2.2 Frecuencia

Los sistemas de telemetría de pulsos de lodo y electromagnético se pueden calificar como limitados si nos enfocáramos en las frecuencias bajas de operación. La ventaja de aquello radica en que al operar con frecuencias más altas se corre el riesgo de tener una atenuación más pronunciada de la señal, lo cual no es conveniente.

La telemetría acústica opera hasta los 2 KHz de frecuencia, pero ya quedó claro que el desarrollo de esta tecnología es limitado para MWD.

La configuración ideal de funcionamiento del sistema electromagnético muestra una frecuencia de 2,35 Hz. Para el sistema de pulsos de lodo positivo se tiene frecuencias de 0,8 Hz y 0,5 Hz, por lo que la densidad alta de datos, debido a

la alta frecuencia de operación del sistema electromagnético hace más confiable a este tipo de telemetría por la alta densidad de datos que proporciona en menor tiempo.

3.1.2.3 Comunicación bidireccional

La comunicación bidireccional del sistema de pulsos de lodo se complica porque necesito otro equipo en superficie llamado GeoSpan. Ver figura 3.1. El cual es un equipo que se utiliza para la transmisión descendente de datos, genera pulsos negativos para comunicarse con un sensor de presión de fondo, denominado PWD, el cual captará la información y la comunicará a la herramienta de fondo. Es capaz de controlar herramientas de navegación, estabilizadores ajustables, motores de fondo y sensores de evaluación de formaciones.

Figura 3.1: GeoSpan



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services, 2007

Las dimensiones del equipo están alrededor de 6 pies de largo, 2 pies de alto y 3,5 pies de ancho. Opera hasta 10000 psi de presión, se requiere que el seteo de las válvulas sea el apropiado para cada tipo de taladro, la entrada del equipo se conecta a la tubería parada, y el otro lado se conecta al retorno.

En el sistema electromagnético al generar la onda entre el BOP y la antena de superficie se capta la diferencia de voltaje en el fondo ya que la herramienta tiene dos electrodos que van a captar la onda generada en superficie. Es entonces muy sencilla la forma de realizar comunicaciones bidireccionales en el sistema electromagnético, se elimina el equipo extra en superficie ya que las

mismas antenas pueden servir para envío de datos ascendente como descendente.

3.1.2.4 Calidad de la señal

La calidad de la señal tiene relación directa con el nivel de ruido que se tenga en la detección, independientemente del sistema a utilizarse el ruido será un limitante. Claro está que el tipo de ruido es distinto para cada sistema.

3.1.2.4.1 Observaciones en el fondo

Broca: El ruido que produce la caída de presión en la broca afecta directamente al sistema de pulsos de lodo, en el sistema electromagnético a pesar de que su principio de funcionamiento no involucra la presión al deslizar se nota un aumento en la SNR, por lo que si influye el movimiento mecánico de la sarta, aunque el principio de detección es electromagnético. El mismo fenómeno se presenta en motor de fondo y estabilizadores.

Profundidad: A mayor profundidad del hoyo el pulso será menor en la superficie para un sistema de pulsos de lodo, pero en la práctica esto no resulta ser un inconveniente para el trabajo de la herramienta. En Ecuador el sistema se ha desenvuelto de manera óptima y la profundidad de los reservorios no ha tenido repercusiones en el funcionamiento. Con el sistema electromagnético existen varias dudas respecto a la profundidad de operación, ya que la fuerza de la señal disminuye considerablemente con la profundidad.

Se pone en evidencia entonces que la profundidad es un potencial limitante para el sistema de telemetría electromagnética. En el capítulo 5 se presentan algunas recomendaciones para el trabajo de la herramienta en el Ecuador.

Cambios en la formación y Problemas en la sarta: El cambio de formaciones suaves a duras y viceversa afecta a la detección, hinchamiento de arcillas, y otros problemas litológicos asociados con la presión producen problemas en la detección de la señal del sistema de pulsos de lodo debido a que se necesitará mas o menos presión para perforar. Ahora los mismos problemas litológicos

producen también un efecto en el sistema electromagnético, no por la presión sino debido a la resistividad de cada formación, ya que esta determinará la conductividad y por ende la óptima recepción o no de la señal.

En la sarta de perforación la pérdida de presión por un hueco en la misma, resulta perjudicial para la detección en el sistema de pulsos de lodo, sucede todo lo contrario en el sistema electromagnético ya que si bien es uno de los medio de transmisión una fuga en la misma no tendría repercusiones en la telemetría.

Los cambios en la tubería causan refracciones de la onda y en consecuencia la atenuación de la señal, para los dos sistemas. Si se tiene una uniformidad en la tubería de perforación los problemas de reflexión y refracción se minimizan considerablemente, para el sistema electromagnético el diseño preliminar, figura 2.34, supone un diámetro uniforme de tubería de perforación.

3.1.2.4.2 Observaciones en superficie

Conocimiento del software: El conocimiento del desempeño del software es fundamental para los dos sistemas, actualmente el software para el sistema electromagnético se ve en desventaja en comparación con el utilizado por el de pulsos de lodo, debido a que la herramienta electromagnética utiliza un programa en ambiente DOS denominado DirectorEM para la recepción de la señal, y posteriormente se emplea al software Insite.

El sistema de pulsos de lodo tiene su fuerte en el uso del software Insite, el cual se lo califica como una plataforma de trabajo sólida y actualizada.

Bombas y Dampeners: Este punto es neurálgico en el análisis debido a que el sistema de pulsos de lodo depende del correcto funcionamiento de estos equipos, usualmente los problemas en la perforación en general se dan por las bombas, el hecho de que el sistema electromagnético sea independiente de estos equipos hace que su confiabilidad se vea enormemente incrementada en relación a los pulsos de lodo.

Generadores y equipo de perforación de superficie: En el sistema electromagnético se necesita ubicar las antenas lo suficientemente lejos de fuentes ruido eléctrico como bombas y generadores, ya que influirán en la detección de la señal, debido a la naturaleza de la misma.

En el sistema de pulsos de lodo los transductores son los receptores del cambio de presión, la ubicación de estos es a la salida de las bombas y en la tubería parada, debido a que si se los coloca al retorno del fluido se tendrá una lectura atenuada por los recortes en suspensión que se hayan acarrado y también por cantidades de gas presentes en el lodo de retorno, se aprovecha que el circuito del lodo es cerrado y se ubica los receptores en dichos lugares.

El incorporar una bomba en el sistema de pulsos de lodo causa problemas en la detección debido al riesgo de tener aire empaquetado en las líneas. En la simulación del funcionamiento de la herramienta electromagnética se habló acerca del nivel de ruido en la superficie, se puso valores de 30, 20, 10, y 0 dB.

Se evidenció que al trabajar con el valor más bajo de ruido en la superficie se tiene un mejor respaldo de la señal, esto implica que los receptores se encuentren alejados del ruido eléctrico y además que las antenas utilizadas sean las adecuadas para la recepción, esto sin lugar a dudas representa el tema más complejo de tratar en este sistema, pero al asegurarnos un despliegue correcto de las antenas la confiabilidad de este se afianza enormemente, claro esta que la única manera de comprobar los 0 dB de ruido es monitoreando cada canal en superficie.

3.1.2.5 Codificación

En este aspecto se tiene que diferenciar las tres opciones de telemetría disponibles, ya que la codificación se desarrolla de diferente manera para cada uno de ellas. En el caso del sistema de pulso de lodo negativo se usa la modulación de la posición del pulso (Pulse Position Modulation – PPM), Los paquetes de información del pulso contienen medidas específicas del sensor llamadas listas.

En el caso del sistema de pulso de lodo positivo se usa la modulación de la posición del pulso (Positive Pulse Detection – PPD), a cada pulso se le asigna un bit binario, ya sea cero o uno. En el caso del sistema electromagnético se usa la modulación Phase Shift Keying (PSK), donde la fase de la señal indica una secuencia binaria. En cada fase uniforme hay cambios de ángulo de la señal de 0° , 90° , 180° y 270° . El programa de superficie puede convertir esta información en sets binarios usados en el procesamiento digital.

De esta manera se permite que múltiples bits de información se comuniquen con un solo pulso, proporcionando un aumento en la velocidad de transmisión de datos comparado con el sistema de pulsos de lodo positivo en los cuales los esquemas de codificación de cada pulso se comparan con un bit binario.

3.1.3 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos utilizados en la perforación de pozos son variados, y su influencia en la transmisión de datos se enmarca en dos términos bastante distintos, la perforación bajo y sobre balance. Para el sistema de pulsos de lodo; se convierte en un limitante del sistema el usar un lodo base aire, ya que la transmisión del pulso no tendría el medio adecuado.

El sistema de telemetría electromagnético tiene la principal característica y ventaja sobre el de pulsos de lodo que puede transmitir los datos sin una columna de fluido continua, es así como para perforaciones bajo balance el sistema electromagnético es la mejor opción.

Acerca de las concentraciones de material de pérdida de circulación el sistema de telemetría de pulsos de lodo pone un limitante que es de 30 [lb/bbl], para pulso positivo, debido al principio mecánico de funcionamiento, al sobrepasar este valor se tendría problemas de transmisión, en el caso de del sistema de telemetría electromagnético no se tiene que tomar en cuenta este factor debido a que no constituye un limitante para su funcionamiento, lo mismo sucede con la cantidad de flujo que se este bombando al pozo, el cual es un factor de diseño predominante en el sistema de pulso positivo de lodo, recordemos que

en función de este parámetro se escoge el tipo de sistema con el cual se va a trabajar.

El incremento de la rata de flujo y del peso de lodo deriva en un aumento del diferencial de presión en la broca, al incrementarse la viscosidad en su valor hace que la amplitud del pulso disminuya, por lo que su detección se dificultará.

3.1.4 MANTENIMIENTO Y MONTAJE DE LA HERRAMIENTA EN EL POZO

El tiempo de mantenimiento de la herramienta en pozo se ve reducido en la herramienta electromagnética en comparación con la de pulsos de lodo, ya que al tener menos partes móviles el tiempo de armado y consecuentemente posibles fallas mecánicas se ven reducidos con este sistema.

El procedimiento que se lleva a cabo al empezar las operaciones en un pozo, se conoce como "rig up", en el sistema de pulsos de lodo el "rig up" tiene menos complicaciones que el electromagnético, la diferencia principal está en la colocación de las antenas, ya que éstas van a ser partes medulares del funcionamiento de la herramienta, el proceso de selección del lugar adecuado, la determinación de los parámetros óptimos de funcionamiento hacen que el "rig up" de un sistema electromagnético sea más complicado que el sistema de pulsos de lodo, ya que en este último se lanzarán dos cables de cada uno de los transductores además del armado de la herramienta, el cual es un proceso netamente mecánico.

Cabe recalcar que al tener un proyecto de varios pozos en una sola área, el trabajo de la colocación de antenas se reduce para cada pozo, por la cercanía de los mismos.

Las pruebas de campo son obligatorias y además forman parte de la confiabilidad de un buen trabajo, para los dos sistemas se deben realizar estas pruebas y configuraciones preliminares, pero los procedimientos de cada sistema son distintos.

3.1.5 DIÁMETROS DE HERRAMIENTA DISPONIBLES

Tabla 3.2: Diámetros de operación de los sistemas de telemetría

Diámetros de Operación de los Sistemas de Telemetría					
	<i>Superslimhole</i>	<i>Slimhole</i>	650	1200	
<i>Pulso Positivo</i>	3 1/8"		6 3/4"*	7 3/4"	
	3 3/8"	4 3/4"*	7 1/4"	8"*	
	3 1/2"		7 3/4"	9 1/2"	
			8"		
			9 1/2"		
<i>Pulso Negativo</i>	6 3/4"	8"		9 1/2"	
Electromagnético	3 1/2"	4 3/4"	6 1/2"	8"	9 1/2"

*Diámetros más usados en pozos del Ecuador

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Elaborado por: Richard Torres V.

3.1.6 HORAS DE USO

El tiempo de uso de la herramienta del sistema de pulso positivo de lodo se rige bajo ciertos parámetros con el objetivo de mantener la calidad en el servicio y la confiabilidad en los datos, trabaja como máximo 60 horas en el pozo y se le hace un chequeo preventivo, y cada 500 horas se realiza un mantenimiento mas detallado.

Como se puede notar el tiempo de uso de la herramienta de pulsos de lodo se basa en un mantenimiento mecánico. En el sistema de pulso negativo el uso de la herramienta se basa en un mantenimiento mecánico y eléctrico, ya que es provista de baterías de litio.

En el sistema electromagnético la forma de evaluar el tiempo de uso es por las baterías de litio, se conoce que consumen aproximadamente 1 Amperio por día. El tiempo de operación esperado es influenciado por el tipo de sensores con los que se este trabajando y la profundidad de la formación perforada. Como una regla general la herramienta electromagnética con el equipo direccional básico, sensores gama y PWD tendrá un tiempo de operación aproximado de 168 horas. El funcionamiento de la herramienta con un repetidor permitirá reducir el poder de transmisión del DTU y por lo tanto un bajo consumo de batería, el espaciamento de este también incidirá en el consumo.

La buena selección del canal y nivel de poder de la herramienta electromagnética también tendrán influencia en el tiempo de vida de la batería, si se trabaja con un nivel 4 de poder se consumirá 8 veces lo que se necesita en el nivel de poder 1.

3.1.7 COMPATIBILIDAD CON SENSORES Y HERRAMIENTAS ACTUALES

Este punto es el más importante a tratar en el análisis, debido a que mientras más opciones tecnológicas se presenten estas deberían ser compatibles con el sistema de telemetría presente, es entonces donde aparece la gran limitación del sistema de telemetría electromagnético debido a su incompatibilidad con algunos sensores y herramientas actuales. Para entender de mejor manera la categorización de los sensores y herramientas actuales se los clasificará de la manera más común, pero no constituye una regla:

- Direccional Básico, se llama así cuando se trabaja sin las herramientas de LWD: resistividad, rayos gama, porosidad, neutrónico, densidad, sensores de inclinación de la broca (ABI) y de presión (PWD), entre otras. Solo se trabaja con motores de perforación convencionales y con las herramientas básicas para obtener los surveys, es decir acelerómetros, magnetómetros y el pulsador.
- Evaluación de formaciones básico, se denomina así al conjunto de herramientas que a más de tener las herramientas básicas para obtener los surveys, posee herramientas para medir la resistividad y rayos gamma.
- Evaluación de formaciones, es una herramienta completa, es decir a más de obtener los surveys permite obtener en tiempo real registros de resistividad, rayos gama, porosidad, neutrónico, densidad, sensores de inclinación de la broca (ABI) y de presión (PWD).

El sistema de pulsos de lodo no tiene ninguna limitación respecto a la clasificación de los sensores y herramientas, ya que se puede desempeñar con todas las configuraciones posibles, por otro lado se decía que el sistema de telemetría electromagnético era limitado ya que no se puede transmitir información si se esta trabajando con una herramienta completa de evaluación

de formaciones. Su funcionamiento se restringe al direccional básico, herramientas de rayos gama, y sensor de presión (PWD), también trabaja con herramientas de evaluación de formaciones básico, pero en este caso no se tiene muy desarrollada la tecnología para la comunicaron interna de las herramientas, y si se trabaja con esta opción no se podría instalar el repetidor, por la presencia del EWR, que usa el mismo principio físico de la herramienta electromagnética, por lo que se complica la transmisión en este caso.

El mismo problema de comunicación se presenta con el sistema Geopilot, que es una herramienta de perforación de última generación y que proporciona mayor eficiencia de perforación, mayor producción y reducción de costos al perforar eficientemente pozos horizontales y de alcance extendido.

CAPITULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

La industria de la perforación como cualquier otra industria que compite está continuamente buscando medios para reducir sus costos. Debido a que las reservas se localizan a grandes profundidades el costo por pie perforado se reevalúa constantemente. A mayor profundidad mayor costo de la perforación. La hipótesis es que al tener un sistema de telemetría más rápido se podrán mejorar los tiempos de perforación de un pozo. Para poder cumplir con las expectativas del presente proyecto se van a considerar dos parámetros económicos importantes; el tiempo ahorrado en la toma de surveys y el costo de la herramienta tanto electromagnética como de pulsos positivo de lodo. Al final se verá un balance general de la economía del sistema electromagnético.

Para este análisis el proyecto se basa en costos promedio de pozos clasificados como direccional básico, ya que estos van a ser el primer mercado de la herramienta electromagnética. Cabe recalcar que los valores que se señalan corresponden a tres pozos de la empresa operadora "Y", cuyas características con similares, pozos direccionales tipo "J", diseñados para tres secciones, la primera sección de 16" con un revestimiento de 13 3/8" dentro de la formación Orteguaza, una segunda sección de 12 1/4" con revestidor de 9 5/8" dentro de la caliza "A", y una tercera sección de 8 1/2" con un revestidor de 7".

Los tres pozos tomados como ejemplo son perforados en un pad, es decir que tienen pozos cercanos.

Tabla 4.1: Pozos de la empresa operadora "Y"

Pozos de la empresa operadora Y				
	<i>Pozo "A"</i>	<i>Pozo "B"</i>	<i>Pozo "C"</i>	<i>Promedio</i>
Profundidad MD [pies]	11004	10547	11509	11020
Días de perforación	28	28	36	31
Producción Actual [BPPD]	1500.00	800.00	1300.00	1200.00
Costo Perforación [USD]	3522330.60	3478758.40	4049850.27	3683646.42

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

El promedio del costo total de la perforación de los pozos es de 3'683646.42 USD, incluyendo gastos como:

- Permisos del estado.
- Taladro.
- Fluidos de perforación.
- Control de sólidos, control litológico y medio ambiente.
- Perforación y geología.
- Fluidos de perforación
- Cementación.
- Registros eléctricos.
- Brocas.
- Transmisión en tiempo real.
- Martillos hidráulicos y herramientas de pesca.
- Inspección y corrida de casing,
- Pruebas de equipos.
- Servicio de comida, limpieza y guardianía.
- Comunicaciones.
- Montacargas, retroexcavadoras, volquetas, vacuums, camionetas.
- Combustible.
- Materiales pétreos.
- Otros.

El costo promedio de perforación diario es de 118.827,3 USD. Y el costo por hora se estima en 4951.14 USD.

$$\frac{3'683646.42USD}{31días} = \frac{118827.3USD}{día} \quad \text{Ecuación 4.1}$$

$$\frac{118827.3USD}{día} \times \frac{día}{24horas} = \frac{4951.14USD}{hora} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

4.1 TIEMPO EN LA TOMA DE SURVEYS

La velocidad de transmisión de datos hace que los tiempos en la toma de un survey del sistema electromagnético sean menores comparados con el de pulsos de lodo positivo, ver tabla 3.1. El comparar estos tiempos llega a ser subjetivo en la perforación, ya que los surveys en el sistema electromagnético se pueden tomar mientras se hacen las conexiones, por lo que el tiempo del survey en el sistema de pulsos de lodo, en el que se suspende la perforación, sería calificado como tiempo perdido para la operación, el que a su vez se transforma en tiempo ganado por el sistema electromagnético debido a su ventaja operacional.

Teniendo como referencia a los mismos pozos la profundidad promedio en MD de los mismos es de 11020 pies, debido a que se toma un survey cada parada, es decir cada 90 pies aproximadamente tenemos:

$$11020 \text{ pies} \times \frac{1 \text{ parada}}{90 \text{ pies}} \times \frac{1 \text{ survey}}{\text{parada}} = 122.44 \text{ surveys} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Al resultado de la ecuación 4.3 se le añade un factor de 5% que corresponde a control direccional, es decir, correcciones a la trayectoria o comprobación de la misma. Por lo que en promedio se tendrán 129 surveys en promedio por pozo perforado. Haciendo referencia a la tabla 3.1 en donde se estima un tiempo de survey aproximado de 5 minutos para el sistema de pulso positivo de lodo se tiene:

Tabla 4.2: Tiempo del Survey en pulso positivo

Tiempo del survey en pulso positivo			
<u>Sistema de Telemetría</u>	<u>Tiempo de cada survey</u>	<u># Surveys</u>	<u>TOTAL en 129 surveys</u>
Pulso Positivo	5 minutos	129 surveys	10.75 horas

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

El valor de las 10.75 horas representa un tiempo ganado en el caso de utilizar el sistema de telemetría electromagnético, lo que relacionado con el costo diario de perforación se traduce en 53224.76 USD de ahorro por pozo perforado.

$$10.75horas \times \frac{4951.14USD}{horas} = 53224.76USD \quad \text{Ecuación 4.4}$$

4.1.1 ANÁLISIS DEL TIEMPO GANADO

Bajo cualquier punto de vista el disminuir los tiempos de perforación resulta una idea atractiva, y más aún si se observa la perspectiva siguiente: el ahorro del que se habla se transforma en producción temprana para la empresa operadora, si se estima la producción promedio de los mismos pozos modelo en 1200 BPPD, las 10.75 horas se transforman en 537.5 barriles que se tendrán como producción temprana al utilizar el sistema de telemetría electromagnético. Con los precios actuales del barril de petróleo, para fines prácticos 75 USD por barril, los 537.5 barriles se traducen en 40312.5 USD, que en términos económicos representarían un retorno temprano de la inversión.

$$\frac{1200BP}{día} \times \frac{1día}{24horas} \times 10.75horas = 537.5bls \times 75USD = 40312.5USD \quad \text{Ecuación 4.5}$$

Tabla 4.3: **Ganancias previstas para la empresa operadora por pozo I**

Ganancias para la empresa Operadora	
En perforación	En producción temprana
53224.76 USD	40312.5 USD

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

4.2 COSTO DE LA HERRAMIENTA

Debido a que la implementación del sistema electromagnético en el país todavía no se lleva a cabo se tiene un estimativo acerca de su precio al mercado, los planes preliminares hablan de un costo 15% mayor comparado al sistema de pulsos de lodo. Los costos de la tabla 4.4 indican, primeramente un precio estimado de la herramienta electromagnética, como ya se mencionó, y un precio de la herramienta de pulso positivo de lodo convencional, es decir la que encaja en la clasificación de direccional básico. En conclusión se tiene un aumento aproximado de 765 USD más por día. En promedio el tiempo de

perforación de un pozo direccional básico es de 31 días, para tener el costo del aumento incluido el ahorro de las 10.75 horas calculamos:

Tabla 4.4: Costo de las herramientas de telemetría

Costo de la herramienta	
<i>Telemetría</i>	<i>Costo por día</i>
Pulso Positivo	5100 USD
Electromagnético	5865 USD

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

$$31 \text{ días} \times 765 \text{ USD} = 23715 \text{ USD}$$

Ecuación 4.6

Serian 23715 USD tomando en cuenta el mismo tiempo de perforación, pero como se hablo de un ahorro de 10.75 horas se tiene:

$$\frac{765 \text{ USD}}{\text{día}} \times \frac{\text{día}}{24 \text{ horas}} \times 10.75 \text{ horas} = 342.66 \text{ USD}$$

Ecuación 4.7

Por lo que el incremento se fija en:

Ecuación 4.3 menos Ecuación 4.4

$$23715 \text{ USD} - 342.66 \text{ USD} = 23372.34 \text{ USD}$$

Ecuación 4.8

El resultado de la ecuación 4.8 representa el aumento en el costo del servicio por pozo al utilizar el sistema de telemetría electromagnético.

4.3 BALANCE GENERAL DE LA OPERADORA

Al final del análisis se tiene un balance en el que si bien a la empresa operadora le va a costar más el servicio, los números muestran que se suple la inversión realizada al tener un sistema de telemetría electromagnético.

Tabla 4.5: Ganancias previstas para la empresa operadora por pozo I

Ganancias para la empresa Operadora		
En perforación	Inversión en la telemetría	TOTAL
53224.76 USD	(-) 23372.34 USD	29852.42 USD

Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services
Elaborado por: Richard Torres V.

CAPITULO V:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La implementación exitosa de un sistema MWD radica básicamente en el desarrollo de un sistema práctico de telemetría, que en todo el tiempo de su funcionamiento establezca confiabilidad, utilidad, eficiencia como también incidencia directa en la reducción de los costos de la perforación.
- El futuro de un buen negocio está en la transparencia del mismo, se han señalado las limitaciones de los sistemas, los cuales, a pesar de que sus configuraciones generales no dejan dudas con respecto a su alta fiabilidad, algunos requerimientos por parte del benefactor de la tecnología se transforman en limitaciones para las herramientas, es por eso que se han señalado las mismas, todo en miras a la honestidad en los negocios y a la claridad en las operaciones.
- El incremento en la velocidad de transmisión de los datos mediante el sistema electromagnético hace que tanto departamentos de Geología y Petrofísica puedan tener acceso a una mejor resolución de los registros en tiempo real, debido a que siempre se presentan problemas en geonavegación, cambios de presión en la formación, medidas óptimas de temperatura, entre otros parámetros.
- La industria petrolera necesita una mínima interferencia con el proceso de perforación, se denomina eficiencia operacional, reducir el número de pozos para drenar un reservorio, es donde la geonavegación permite ubicar mejor el pozo para drenar una mayor área. Los datos en tiempo

real en la perforación nos permitirán controlar de mejor manera las trayectorias como también optimizar los programas de fluidos con miras a mejorar la estabilidad del hueco y por lo tanto mejor la remoción de cortes.

- La necesidad de parar la perforación para la toma de surveys en el sistema de pulsos de lodo resulta una gran desventaja frente al sistema electromagnético ya que con este último la información se tendría continuamente y sin necesidad de perder tiempo suspendiendo operaciones para obtener los datos. Además económicamente el impacto representa una pérdida de aproximadamente cincuenta y tres mil dólares por pozo, en el caso de utilizar el sistema de telemetría electromagnético se vería una ganancia neta de veinte y nueve mil dólares, aproximadamente.
- Existe también una ventaja operacional asociada, y es la pega diferencial de la sarta, ya que al reducir el tiempo de inmovilizar la tubería se disminuye este riesgo en determinadas zonas.
- La profundidad de alcance de la herramienta electromagnética es discutible, la necesidad de implementar la herramienta proporcionará datos reales del alcance de la misma, ya que analizando el nivel de ruido en superficie se muestra resultados de alcance de la herramienta desde 6637,5 pies hasta los 9956,25 pies, incluyendo el repetidor (DRU). No se puede establecer una profundidad determinada porque se necesita medir el nivel de ruido en la superficie para proporcionar un resultado objetivo.
- El sistema electromagnético tiene menos partes móviles, lo que deriva en que tenga menores trabajos de reparación y mantenimiento por lo que su utilización con respecto al sistema de pulsos de lodo se ve económicamente aminorada. El costo que demanda enviar la herramienta de pulsos de lodo cada cierto tiempo para su mantenimiento incide en los gastos de mantenimiento. Además su confiabilidad se

afianza al tener menos viajes de la sarta y por lo tanto menor NPT (Non Productive Time).

- El margen de seguridad en las operaciones es un factor clave para el desarrollo de la perforación, el sistema de telemetría electromagnético radica su confiabilidad en la no dependencia del equipo de circulación, y en la minimización del tiempo perdido en la toma de surveys, ya que se atribuye ese tiempo en pérdida de concentración para los trabajadores del taladro, y por ende una condición de riesgo para la operación en si.
- El mercado del sistema de telemetría electromagnético se ve reducido debido a la compatibilidad del sistema con los sensores actuales. Claro está que en el 2007 el mercado de pozos con direccional básico fue de 30%. En un futuro se prevé una mejora en la interfase de la herramienta electromagnética con los sensores de resistividad, Geopilot y con el sistema informático Insite; por lo que el mercado se expandirá para esta herramienta.
- La herramienta electromagnética no está limitada a la perforación bajo balance. A la fecha, más del 50 por ciento de las corridas han usado este servicio en aplicaciones sobre balance. La esencia de perforar bajo balance tiene su fuerte en la depletación natural de los reservorios los cuales requerirán un menor impacto en el proceso de perforación, un menor daño de formación para tener una mejor productividad, por lo que el sistema de telemetría electromagnético se convierte en una invaluable opción en reservorios de esas características.
- Al perforar en menor tiempo un pozo con la tecnología electromagnética la producción se adelanta pero no quiere decir que la curva de producción cambie, es decir, las reservas siguen siendo las mismas. Lo importante y significativo de este hecho es un retorno temprano de la inversión lo que permitirá que se generen dividendos e intereses de manera adelantada.

- La versatilidad de la comunicación bidireccional en el sistema electromagnético se transforma en una alternativa atractiva ya que las mismas antenas sirven para comunicarse con el fondo, lo que no sucede con el sistema de pulso de lodo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Comúnmente se identifica como limitación el hecho de que el sistema de telemetría electromagnético tenga interferencia con el casing, pero lo que se recomienda en este punto es estudiar las configuraciones de los casing a bajarse en un pozo determinado ya que el repetidor (DRU) tendrá las mismas limitaciones de atenuación de señal.
- Se recomienda perforar en pads ya que es una opción bastante atractiva desde el punto de vista ambiental, y dado que la perforación direccional se lo permite el sistema de telemetría electromagnético usaría el mismo grupo de antenas para perforar pozos bajo esta configuración, por lo que el montaje de la herramienta en el pozo se vería disminuido.
- Acerca de la influencia con el ambiente de las baterías de litio, resultan ser bastante peligrosas, pero un manejo adecuado de un programa de seguridad hace que la operación sea confiable y responsable con respecto al manejo de estos elementos.
- Se recomienda tener una configuración de antenas adecuada para no tener problemas con la recepción de la señal.

BIBLIOGRAFÍA

1. **ARTHUR MCCRAY (1993)**. “Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros”.
2. **BABY PATRICE – RIVADENEIRA MARCO – BARRAGÁN ROBERTO, (2004)**. “La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo”.
3. **DUEÑAS JORGE**. “Estudio Comparativo de las Variables de Perforación Teórica con las Obtenidas en un Pozo de un Campo Del Oriente”.
4. **GONZALO GUILLÉN (1989) - CEPE**. “Reporte Sobre la Integración de Medidas de Fondo del Pozo con Mediciones Superficiales para Mejorar la Perforación”.
5. **KLÉBER QUIROGA (1991)**. “Pruebas Completaciones y Reacondicionamientos de Pozos Petroleros”.
6. **MARCO LOAIZA (2007)**. “Curso de Introducción a la Perforación Direccional y Horizontal de Pozos de Petróleo”.
7. **MCGRAW – HILL (1994)**. “Electrónica: Diccionario Enciclopédico”, Tomo I, II, III.
8. **NORTON J. LAPEYROUSE (1992) - GULF PUBLISHING COMPANY**. “Formulas And Calculations For Drilling, Production And Workover”.
9. **SMART EDITIONS**. “Diccionario Enciclopédico de Términos Técnicos Español-Ingles”, Tomo I, II.
10. **VEGA CELIO (1983)**. “Ingeniería Económica”.

11. WWW.ENERGIAADEBATE.COM.MX

12. WWW.ES.WIKIPEDIA.ORG/WIKI/CODIFICACIÓN_MANCHESTER

13. WWW.HALLIBURTON.COM (INTERNET)

14. WWW.HALWORLD.COM \ SPERRY WEB (INTERNET)

15. WWW.MONOGRAFÍAS.COM

16. WWW.SLB.COM

17. WWW.TENARIS.COM

18. WWW.TEXTOSCIENTIFICOS.COM/REDES/MODULACION/FSK