

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“Innovaciones de la Perforacion en el Peru
Mediante el Uso de Herramientas MWD/LWD”**

TESIS

PARA OBTAR EL TITULO PROFESIONAL DE

INGENIERO DE PETROLEO

Danny Rojas Paico

LIMA-PERU

1999

A mis padres:

Por su apoyo incondicional en

Mi formación profesional.

INDICE

	<i>Pág.</i>
Carátula	1
Dedicatoria	ii
Indice	iii
Introducción	vi
1. Monitoreo de la trayectoria de un pozo	1
1.1. Razones para la toma de surveys	1
1.2. Evolución de las herramientas para tomar surveys .	6
1.3. Tipos de herramientas para tomar surveys	10
1.3.1. Herramientas magnéticas	10
1.3.1.1 Foto magnética simple	17
1.3.1.2 Foto magnética múltiple	20
1.3.1.3 Survey magnético electrónico	21
1.3.2. Herramientas giroscópicas	23
1.3.2.1 Gyro convencional	23
1.3.2.2 Gyro que busca el norte	25
1.3.3. Herramientas inerciales	27
2. Las Herramientas MWD	30
2.1. Conceptos	30
2.2. Componentes del Sistema MWD	31
2.3. Telemetría que se emplea	35
2.3.1. Pulso de lodo	35
2.3.1.1 Pulso de presión positiva	36
2.3.1.2 Pulso de presión negativa	36
2.3.1.3 Pulso de onda continua	37
2.3.2. Telemetría a cable	38

	Pág.
2.3.3. Telemetría electromagnética	39
2.4. Sensores D&I	39
2.4.1. Acelerómetros	40
2.4.2. Magnetómetros	50
2.5. Evolución de las herramientas MWD	66
2.6. Tipos de herramientas	68
2.6.1. VIPER	69
2.6.2. Slim1	71
2.6.3. SHARP	73
2.6.4. PowerPulse	74
2.6.5. IMPulse	75
3. Las herramientas LWD	78
3.1. Conceptos	78
3.2. Parámetros petrofísicos y herramientas	78
3.2.1. Resistividad LWD	79
3.2.1.1 Herramienta de Resistividad en la Broca (RAB)	80
3.2.1.2 Herramienta de Resistividad Compensada (ARC5)	83
3.2.1.3 Herramienta de Resistividad Dual Compensada (CDR)	84
3.2.2. Porosidad y litología LWD	85
3.2.2.1 Herramientas de Densidad Neutrón Compensada (CDN)	85
3.2.2.2 Herramienta de Densidad Neutron Azimutal (ADN)	86
3.2.2.3 Herramienta ISONIC	87
3.3. Procesamiento y transmisión de datos LWD	88
4. Las herramientas MWD/LWD en el Perú	91
4.1. Innovaciones	91

	<i>Pág.</i>
4.2. Aspectos Económicos	98
5. Conclusiones y Recomendaciones	102
Anexo 1 - Campo magnético de la tierra	104
Anexo 2 - Requerimientos de NMDC	109
Bibliografía	120

INTRODUCCION

El éxito de la perforación de un pozo de petróleo o gas depende, en gran parte, del adecuado posicionamiento del hueco dentro de la zona productiva, lo cual se logra con un acertado control de la trayectoria del pozo y un buen conocimiento de donde se encuentra el fondo del hueco en el momento de la perforación.

Para conocer la trayectoria que esta siguiendo el pozo, se cuenta con muchas herramientas las cuales mayormente se diferencian por el instante en que se puede disponer de la información obtenida, la misma que es útil para saber donde se encuentra la broca. De acuerdo a esto, unas herramientas nos proveen datos de la ubicación del hoyo en tiempo diferido, mientras que existen otras herramientas que proveen la misma información en tiempo real, es decir que nos dan las medidas mientras se perfora, de allí que a estas últimas se les denomine herramientas MWD (measurement while drilling).

Las herramientas MWD nos entregan parámetros geológicos y de trayectoria en tiempo real. El uso integrado de esta información, casi instantánea, ha permitido el desarrollo de la navegación geológica, es decir navegar en la zona productiva usando las medidas geológicas a fin de maximizar la producción. Esta técnica contrasta de la navegación geométrica convencional de pozos, en la cual el perforador direccional sólo direcciona el pozo de acuerdo a un plan predefinido, independientemente de la presencia de hidrocarburos o inesperados cambios estratigráficos. Vemos, pues, que la manera eficiente de monitorear la trayectoria de un pozo

es haciendo uso de las herramientas MWD, en la cual los sensores prácticamente se encuentran en la broca, lo que permite al perforador y al geólogo conocer las formaciones y fluidos de formación que están siendo atravesadas y todo esto en tiempo real. De este modo se ha logrado una mayor eficiencia y performance en la perforación de pozos y cuyos resultados son menos pozos secos, perforación más rápida y segura y un mayor retorno de la inversión.

Las actividades de perforación en el Perú, no han estado ajenas a estas nuevas innovaciones mundiales. Es así que para el seguimiento de la trayectoria de los pozos, en nuestro país se ha venido usando estas modernas herramientas de avanzada tecnología desde 1987, y los resultados obtenidos son bastante optimistas.

La necesidad de evaluar de forma objetiva el uso de las herramientas MWD en el Perú, ha motivado en mí a desarrollar el presente tema de tesis, en el cual podremos apreciar las innovaciones y logros obtenidos en la perforación de pozos de petróleo y gas gracias al uso de esta moderna tecnología.

1. MONITOREO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO

1.1. RAZONES PARA LA TOMA DE SURVEYS:

La perforación de un pozo es un proceso que requiere el control preciso de la trayectoria que éste está siguiendo a fin de dar en el objetivo con una exactitud aceptable.

El monitoreo de la trayectoria de un pozo es un paso indispensable en la perforación de pozos direccionales. Pero la experiencia ha enseñado que el objetivo no siempre se encuentra en la ubicación planeada, es decir que tenemos que enfrentarnos a cambios estratigráficos inesperados. En estos casos el monitoreo de los parámetros geológicos junto con la orientación del pozo llega a ser de fundamental importancia.

La trayectoria de un pozo se determina tomando los surveys que consiste en medir la inclinación y dirección a diferentes profundidades. Se toman surveys a los pozos por las siguientes razones:

1.1.1. Para confirmar que se ha dado en el objetivo geológico:

Una de las principales razones para tomar surveys en un pozo es para satisfacer al operador (exploración, producción) que se ha dado en el objetivo especificado. El objetivo usualmente se especifica como un objetivo en el plano horizontal centrado sobre una locación definida por una profundidad vertical verdadera y las coordenadas x,y. Los límites del objetivo a menudo se definen por un círculo de cierto radio, por ejemplo 300 pies. El programa de surveys está diseñado para asegurar que se conozca la posición del hoyo a

la profundidad del objetivo. Esta posición, junto con cualquier error asociado debido a imprecisiones en la herramienta de survey, estará dentro de los límites del objetivo y por lo tanto confirmará que se ha dado en el objetivo.

Para facilitar que se de con el objetivo, los surveys deberán tomarse a medida que se perfora a fin de poder corregir la trayectoria de perforación a seguirse.

1.1.2. Para proveer TVD's y referencia posicional de los topes de formación para los departamentos de exploración, petrofísica e ingeniería de reservorios:

Las coordenadas y TVD's de los topes de formación se requieren para permitir la correlación con los datos de pozos vecinos y calcular el espesor del reservorio, los contactos agua petróleo y los topes de reservorio para uso en modelamiento de reservorios y análisis de registros.

Los surveys de alta precisión con frecuencia se emplean en pozos críticos que se van a usar en acuerdos de unitización cuando la parte porcentual de la compañía se negocia hasta con seis lugares decimales.

1.1.3. Para evitar colisiones entre pozos:

En las plataformas con varios pozos, es esencial que los pozos no se intercepten. A los pozos se les toman surveys con un grado de precisión que permita que el pozo se perfora sin interceptarse con otro. El riesgo de intersección es alto:

- En la parte superior del hueco donde ocurre la mayor congestión.
- En la parte inferior del hueco, cuando los pozos pasan cerca a pozos de exploración verticales previamente perforados o cerca a pozos de otras plataformas.

1.1.4. Para facilitar la perforación precisa de pozos de alivio:

Para permitir la perforación eficiente de un pozo de alivio que intercepté a un pozo fuera de control, se desea la posición precisa del pozo sin control a la profundidad en que está fluyendo.

1.1.5. Paracumplir con los estándares gubernamentales:

Muchos gobiernos tienen regulaciones relacionadas a la toma de surveys de pozos. En el Reino Unido, el CSON 11 (enero de 1991) del Departamento de Energía establece que cuando se presenta una Solicitud de permiso para perforar un pozo de exploración o de desarrollo, deberá proveerse la siguiente información:

3(e) Detalles de los surveys del pozo y programa de control direccional. Esto deberá incluir el tipo y frecuencia del survey a ser utilizado para cada tramo de perforación, el método para determinar la posición del hueco previo a la perforación dentro de cualquier horizonte con producción potencial, y un plan direccional que muestre la trayectoria propuesta del pozo, donde sea aplicable. Si el pozo se va a

perforar cerca a un pozo existente, debe suministrarse un ploteo direccional que muestre las trayectorias de ambos pozos.

Además el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido establece que cuando se presenta una solicitud de permiso para realizar trabajos en pozos de desarrollo sobre instalaciones multipozos/facilidades submarinas, deberá suministrarse la siguiente información:

1.2 ..también deberá mencionarse aspectos direccionales del programa, y deberá incluir aspectos del programa de surveys del pozo, indicando métodos a ser usados para asegurar surveys precisos.

1.3 Procedimientos para minimizar la probabilidad y efectos que un pozo que está siendo perforado intercepté los pozos existentes.

Las últimas regulaciones del Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad para instalaciones mar adentro del Reino Unido establece en la Regla 11, Plan 6: "detalles a ser incluidos en las comunicaciones de operaciones en pozos".

5. Detalles, con diagramas a escala, de:

- (a) La locación del tope del pozo;*
- (b) La trayectoria direccional del hueco;*
- (c) Su profundidad y locación final; y*
- (d) Su posición, y la de los pozos cercanos...*

8. En el caso de un pozo que se va a perforar:

- (b) Los procedimientos para monitorear efectivamente la dirección del hueco,*

y minimizar la posibilidad y efectos de interceptar los pozos cercanos.

En el Perú, el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (D.S. 055-93-EM) del Ministerio de Energía y Minas, menciona en el Título VIII "De la Información", Capítulo II "Informes de Perforación" lo siguiente:

Artículo 270o.- La información técnica que el Contratista debe entregar a PERUPETRO S.A. en forma rutinaria, relacionada a las actividades de Perforación, será:

...B. Informe Diario, a las 13:00 horas del día siguiente, que contendrá cuando menos los detalles siguientes:

- Desviación del pozo.

Orientación del pozo, si es dirigido u horizontal.

Asimismo, el mencionado Reglamento, en el Título VI "De la Perforación", Capítulo II "De la Perforación del Pozo", establece lo siguiente:

Artículo 125o.- La perforación de un Pozo debe seguir en lo posible el programa trazado, empleándose para ello las mejores técnicas usadas para esta operación en la Industria del Petróleo.

Estos dos últimos artículos, en su conjunto, nos indican que durante las actividades de perforación es necesario realizar un adecuado monitoreo de la desviación y orientación del pozo, para lo cual se recomienda utilizar las mejores técnicas de survey con que cuenta la industria del petróleo.

1.1.6. Para definir la severidad de las patas de perro/puntos potenciales de desgaste del casing:

Los datos de survey del pozo se usan para predecir los puntos potenciales de desgaste del casing o para determinar que las patas de perro asociadas con el hoyo están dentro de los límites aceptables para desgaste del casing.

Se requieren datos de survey en tiempo real para permitir que se tomen decisiones relativas a la performance del ensamble de fondo (BHA).

1.1.7. Para obtener datos en tiempo real que permitan direccionar al pozo en forma precisa:

Se requieren datos de survey en tiempo real que permitan tomar decisiones relacionadas a la performance del ensamble de fondo (BHA).

1.2. EVOLUCION DE LAS HERRAMIENTAS PARA TOMAR SURVEYS:

Antes de 1930 no se tenía un control de la trayectoria de los pozos. Se pensaba que si un hueco comenzaba vertical, éste se mantendría así hasta el final. No fue hasta 1928 y 1929, durante el boom petrolero de Seminole en Oklahoma, que se observó que algunos pozos requerían mucho más casing que otros, a pesar de estar en el mismo horizonte productivo. Pero la desviación de los pozos se llegó a hacer evidente cuando un pozo interceptó a otro. La inclinación y patas de perro muy severas en los pozos ocasionaban fallas continuas en las varillas de subsuelo del bombeo mecánico debido a la excesiva fricción; es así que la industria se empezó a preocupar por mantener el

pozo lo más vertical posible. Ante la necesidad de mantener el hueco vertical dentro de ciertos límites aparecen los instrumentos de registro de desviación que solo medía la inclinación del pozo con respecto a la vertical.

El elemento de registro de desviación se colocaba dentro de un barril para protegerlo del choque cuando se sentaba y de otros daños. El tiempo que tomaba el barril en llegar al punto donde se tomaba el survey dependía del método de correrlo y de la condición del lodo. Los métodos para correr el elemento de registro eran tres: a) se podía bajar y sacar el instrumento del drill pipe con una línea de medida o sand line, b) se podía dejar caer el barril dentro del drill pipe y recuperar con un overshot atado a una línea de medida o sand line, c) se podía soltar el barril dentro del drill pipe y recuperar cuando la sarta se sacaba del hueco.

El principio operativo básico que se usa en este instrumento es el efecto péndulo, el cual se encuentra sobre un punto pivote e indica el ángulo del hueco sobre un disco registrador. Los discos de registro están hechos de papel o material metálico; los cuales tienen impresos círculos concéntricos y que quedan marcados para mostrar el ángulo de inclinación o desviación de la vertical. El instrumento incluye dispositivos de tiempo para asegurar que el disco no sea agujereado o marcado hasta que haya transcurrido el tiempo suficiente para que la unidad se asiente en el fondo del drill collar inferior y que el dispositivo de medición esté en reposo. La Fig. 1 muestra las

características típicas de construcción de los péndulos de registro de desviación.

Una variación de este instrumento es el *registrador doble* que consiste de un instrumento registrador y de un barril. Doble se refiere al proceso en el que el disco de registro se agujerea, se levanta, se gira 180°, y se agujerea nuevamente. Este proceso verifica que el barril fue sentado apropiadamente. El tiempo entre tiros es de aproximadamente 25 segundos. Ambas marcas deberán indicar el mismo ángulo, y si no es así, entonces el *survey* es impreciso. Cualquier lectura incorrecta puede ser causada por movimiento del instrumento o de la sarta cuando se está tomando la medida.

Al surgir la perforación direccional fue necesario contar con un instrumento que además de medir la inclinación, midiera la dirección del pozo a diferentes profundidades a fin de comparar el curso real del pozo con la trayectoria planeada. Es así como para satisfacer esta necesidad aparecen los instrumentos fotográficos, los cuales podían bajarse a cable o soltarse desde superficie antes de un viaje. Este instrumento se usa para obtener inclinación y dirección magnética del hueco sobre una película fotográfica circular.

Posteriormente aparecieron los giroscopios, que se usan cuando la interferencia magnética es demasiada fuerte. Estos instrumentos siempre deben correrse con cable y nunca soltarse desde superficie debido a que sus sensores son bastante sensitivos.

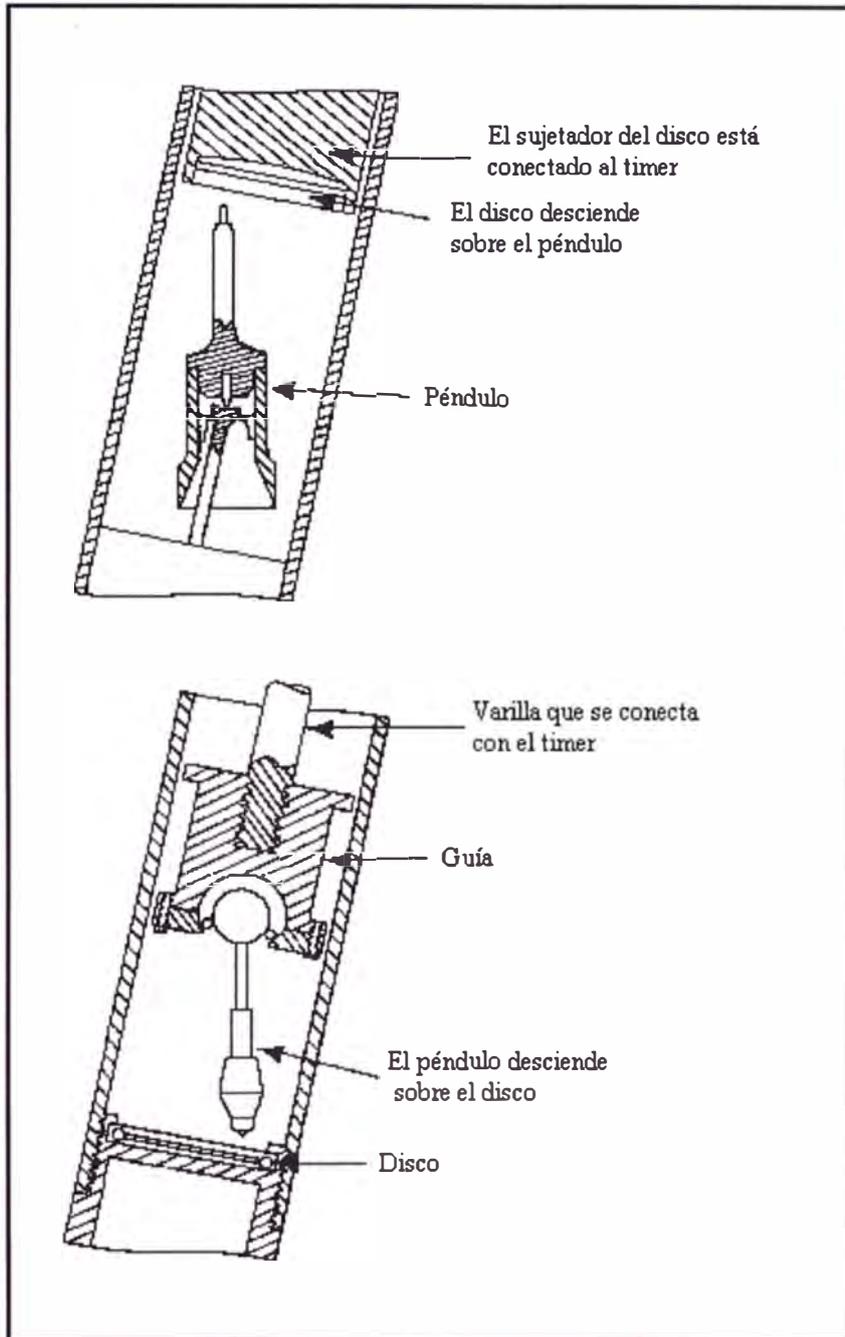


Fig. 1 Péndulos de registro de desviación

Después apareció la herramienta de navegación (steering tool), la cual permite lecturas continuas de la orientación del motor de fondo y que se transmite a superficie a través de cable. Además del tool face, suministra la dirección del pozo, inclinación, temperatura de fondo, dip angle (ángulo entre el vector del campo magnético total y la horizontal) y la interferencia magnética que actúa sobre el sensor.

Hoy contamos con instrumentos de medición mientras se perfora (MWD), los cuales se caracterizan por entregar datos en tiempo real, y transmiten los datos mediante un sistema de telemetría, la cual puede ser mediante pulsos de lodo o mediante transmisión electromagnética. Las herramientas MWD miden parámetros de inclinación y dirección, parámetros geológicos y parámetros mecánicos en la broca.

1.3. TIPOS DE HERRAMIENTAS PARA TOMAR SURVEYS:

Actualmente, las herramientas para tomar surveys pueden dividirse en tres tipos, Magnéticas (la que se usa comúnmente), Giroscópica e Inercial. Los factores que los diferencian son la precisión, la rapidez, y los costos. La elección de un programa de surveys deberá ser un balance entre seguridad, rapidez y efectividad de costo. La Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 y Tabla 4 lista la mayoría de instrumentos disponibles.

1.3.1. Herramientas magnéticas:

Estas herramientas son las que más comúnmente se usan para tomar surveys a los pozos. Se usan en huecos abiertos.

COMPañIA		Datadrill			Datadrill			Sperry Sun			Sperry Sun																																																																	
INSTRUMENTO		Estandar			Minishot			Tipo A			Tipo B																																																																	
OD (pulg.)	Instrumento	1.250			1.000			1.375			1.000																																																																	
	Chasis protector	1.750			1.375			1.750			1.375																																																																	
	Blindaje de calor	2.125			1.750			el blindaje térmico se corre en un chasis de 2.0 de diametro			el blindaje térmico se corre en un chasis de 2.0 de diametro																																																																	
TEMPERATURA LIMITE (°C)	Sin blindaje de calor	105 (221°F)			105 (221°F)			107 (225°F)			107 (225°F)																																																																	
	Con blindaje de calor	260 (500°F) durante 5 horas			260 (500°F) durante 5 horas			230 (446°F) durante 4 horas			230 (446°F) durante 4 horas																																																																	
PRESION MAXIMA (psi)	Sin blindaje de calor	20 000			20 000			13 850			17 900																																																																	
	Con blindaje de calor	20 000			20 000			13 850			17 900																																																																	
LONGITUD (m)		2.44 (8 pies)			2.44 (8 pies)			1.8 (6 pies)			1.8 (6 pies) chasis protector																																																																	
ANGULOS DISPONIBLES		0 - 10° 0 - 20° 15 - 90°			0 - 10° 0 - 20° 15 - 90°			0 - 2° 0 - 6° 0 - 20° 0 - 90° 0 - 120° 0 - 130° 0 - 180°			0 - 6° 0 - 20° 0 - 90° 0 - 120°																																																																	
PRECISION/RESOLUCION		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> <tr><td>15 - 90°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> </table>				Inc	Az	0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> <tr><td>15 - 90°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td></tr> </table>				Inc	Az	0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°	<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td></tr> <tr><td>0 - 2°</td><td>+/- 0.02°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 6°</td><td>+/- 0.04°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.08°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 90°</td><td>+/- 0.08°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 130°</td><td>+/- 0.08°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 180°</td><td>+/- 0.08°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> </table>				Inc	Az	0 - 2°	+/- 0.02°	+/- 0.5°	0 - 6°	+/- 0.04°	+/- 0.5°	0 - 20°	+/- 0.08°	+/- 0.5°	0 - 90°	+/- 0.08°	+/- 0.5°	0 - 130°	+/- 0.08°	+/- 0.5°	0 - 180°	+/- 0.08°	+/- 0.5°	<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td></tr> <tr><td>0 - 6°</td><td>+/- 0.15°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.13°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 90°</td><td>+/- 0.13°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 120°</td><td>+/- 0.13°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> <tr><td>0 - 130°</td><td>+/- 0.13°</td><td>+/- 0.5°</td></tr> </table>				Inc	Az	0 - 6°	+/- 0.15°	+/- 0.5°	0 - 20°	+/- 0.13°	+/- 0.5°	0 - 90°	+/- 0.13°	+/- 0.5°	0 - 120°	+/- 0.13°	+/- 0.5°	0 - 130°	+/- 0.13°	+/- 0.5°
	Inc	Az																																																																										
0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
	Inc	Az																																																																										
0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																										
	Inc	Az																																																																										
0 - 2°	+/- 0.02°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 6°	+/- 0.04°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 20°	+/- 0.08°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 90°	+/- 0.08°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 130°	+/- 0.08°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 180°	+/- 0.08°	+/- 0.5°																																																																										
	Inc	Az																																																																										
0 - 6°	+/- 0.15°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 20°	+/- 0.13°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 90°	+/- 0.13°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 120°	+/- 0.13°	+/- 0.5°																																																																										
0 - 130°	+/- 0.13°	+/- 0.5°																																																																										
		Tool Face +/- 1.5°			Tool Face +/- 1.5°			Tool Face +/- 0.5°			Tool Face +/- 0.5°																																																																	
MAXIMO TIEMPO DE SURVEY		999 mins con timer electrónico Ilimitado con sensor de monel			999 mins con timer electrónico Ilimitado con sensor de monel			i) Reloj mecánico ii) Sensor monitor iii) Sensor de monel			i) Reloj mecánico ii) Sensor monitor iii) Sensor de monel																																																																	
INTERVALO DEL TIMER		0 - 999 mins			0 - 999 mins			i) 0-35 min o 0-90 min ii) 45 seg iii) 45 seg			i) 0-35 min o 0-90 min ii) 45 seg iii) 45 seg																																																																	
MAXIMA INCLINACION		90°			90°			90°			90°																																																																	
NOTAS		Equipo fabricado por Datadrill			Equipo fabricado por Datadrill			Fabricado por NL Sperry Sun			Fabricado por NL Sperry Sun																																																																	

Tabla 1 Herramientas para tomar surveys: Herramientas de Foto Magnética Simple

COMPAÑIA		Eastman Whipstock			Eastman Whipstock			Datadrill			Datadrill			AMF Scientific Drilling																																																																																																		
INSTRUMENTO		Drop Multishot (MMS)			Mini Multishot			Estandar			Minishot			Drop Multishot																																																																																																		
OD (pulg.)	Instrumento	1.250			1.063			1.250			1.000			1.750																																																																																																		
	Chasis protector	1.750			1.375 (monel K500)			1.750			1.375			1.750																																																																																																		
	Blindaje de calor	2.125			1.750			2.125			1.750			2.125																																																																																																		
TEMPERATURA LIMITE (°C)	Sin blindaje de calor	107 (225°F)			107 (225°F)			105 (221°F)			105 (221°F)			121 (250°F)																																																																																																		
	Con blindaje de calor	260 (500°F) durante 4 horas			260 (500°F) durante 4 horas			260 (500°F) durante 5 horas			260 (500°F) durante 5 horas			260 (500°F) durante 6 horas																																																																																																		
PRESION MAXIMA (psi)	Sin blindaje de calor	26 390			22 180			20 000			20 000			28 000																																																																																																		
	Con blindaje de calor	19 480			19 940			20 000			20 000			21 900																																																																																																		
LONGITUD (m)		1.83 (6 pies)			2.03 (6'8")			2.44 (8 pies)			2.44 (8 pies)			1.5 (5 pies) barril de presión 6.1 (20 pies) en modo de correr																																																																																																		
ANGULOS DISPONIBLES		0 - 10° 0 - 17° 0 - 90° 15 - 120° (pedido especial)			0 - 10° 0 - 20° 15 - 90° 15 - 120° (pedido especial)			0 - 10° 0 - 20° 15 - 90°			0 - 10° 0 - 20° 15 - 90°			0 - 6° 0 - 12° 0 - 24° 10 - 90°																																																																																																		
PRECISION/RESOLUCION		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 17°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 90°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>15 - 120°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> </table>				Inc	Az		0 - 10°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		0 - 17°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		0 - 90°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		15 - 120°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>15 - 90°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> <tr><td>15 - 120°</td><td>+/- 0.2°</td><td>+/- 0.4°</td><td></td></tr> </table>				Inc	Az		0 - 10°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		0 - 20°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		15 - 90°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		15 - 120°	+/- 0.2°	+/- 0.4°		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> <tr><td>15 - 90°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> </table>				Inc	Az		0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 10°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 20°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> <tr><td>15 - 90°</td><td>+/- 0.25°</td><td>+/- 1.5°</td><td></td></tr> </table>				Inc	Az		0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°		<table border="0"> <tr><td></td><td>Inc</td><td>Az</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 6°</td><td>+/- 0.06°</td><td>+/- 0.5°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 12°</td><td>+/- 0.12°</td><td>+/- 0.5°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 24°</td><td>+/- 0.12°</td><td>+/- 0.5°</td><td></td></tr> <tr><td>0 - 90°</td><td>+/- 0.17°</td><td>+/- 0.5°</td><td></td></tr> <tr><td>10 - 90°</td><td>+/- 0.17°</td><td>+/- 0.5°</td><td></td></tr> </table>				Inc	Az		0 - 6°	+/- 0.06°	+/- 0.5°		0 - 12°	+/- 0.12°	+/- 0.5°		0 - 24°	+/- 0.12°	+/- 0.5°		0 - 90°	+/- 0.17°	+/- 0.5°		10 - 90°	+/- 0.17°	+/- 0.5°	
	Inc	Az																																																																																																														
0 - 10°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
0 - 17°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
0 - 90°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
15 - 120°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
	Inc	Az																																																																																																														
0 - 10°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
0 - 20°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
15 - 90°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
15 - 120°	+/- 0.2°	+/- 0.4°																																																																																																														
	Inc	Az																																																																																																														
0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
	Inc	Az																																																																																																														
0 - 10°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
0 - 20°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
15 - 90°	+/- 0.25°	+/- 1.5°																																																																																																														
	Inc	Az																																																																																																														
0 - 6°	+/- 0.06°	+/- 0.5°																																																																																																														
0 - 12°	+/- 0.12°	+/- 0.5°																																																																																																														
0 - 24°	+/- 0.12°	+/- 0.5°																																																																																																														
0 - 90°	+/- 0.17°	+/- 0.5°																																																																																																														
10 - 90°	+/- 0.17°	+/- 0.5°																																																																																																														
CAPACIDAD DE LA PELICULA		350 fotos en una pelicula de 10 mm			485 fotos en una pelicula de 8 mm			360 fotos			360 fotos pelicula de 8 mm de ancho			370 fotos (6 1/2 horas) pelicula de 8 mm de ancho																																																																																																		
INTERVALO DE TIEMPO		30 seg, 1, 2, 4 min.			exposiciones de 0.47 a 45 seg			seteado a 1 min.			seteado a 1 min.			30 seg, 1, 2, 4 ó 8 mins																																																																																																		
MAXIMA INCLINACION		90°			90°			90°			90°			90°																																																																																																		
NOTAS		Fabricado por Eastman			Fabricado por Eastman			Equipo fabricado por Datadrill			Equipo fabricado por Datadrill			Fabricado por AMF																																																																																																		

Tabla 2 Herramientas para tomar surveys: Herramientas de Foto Magnética Múltiple

COMPAÑIA		Ferranti Eastman Survey	Schlumberger	Teleco Drilltech	Scientific Drilling Controls	Gyrodatta		Eastman Whipstock	Sperry Sun
INSTRUMENTO		Finds	GCT	Pathfinder	Finder	Wellbore Surveyor		Seeker	G2
TIPO DE HERRAMIENTA		Inercial	Gyro que busca el norte	Gyro que busca el norte	Gyro que busca el norte	Gyro que busca el norte		Gyro que busca el norte	Gyro que busca el norte
OD (pulg.)	Instrumento	10.625	3.625	2.500	2.000	2.500	2.250	2.000	2.200
	Blindaje de calor	no disponible	no disponible	en desarrollo	3.000	3.500	3.000	3.000	3.000
TEMPERATURA LIMITE (°C)	Sin blindaje de calor	100 (212°F)	120 (248°F)		100 (212°F)	98 (208°F)	98 (208°F)	135 (275°F)	85 (185°F)
	Con blindaje de calor	no disponible	no disponible		260 (500°F)	160 (320°F)	160 (320°F)		316 (600°F) durante 8 horas
PRESION MAXIMA (psi)	Sin blindaje de calor	4 500	20 000		20 000	15 000	15 000	16 000	12 000
	Con blindaje de calor	no disponible	no disponible		22 000	15 000	15 000	26 000	15 000
LONGITUD DE LA HERRAMIENTA (m)		3.73 (12.2 pies)	14.9 (49 pies)	4.9 (16 pies)		6 (19.5 pies)	6 (19.5 pies)		4.57 (15 pies)
PESO DE LA HERRAMIENTA (lbs)		1 800	600	200 sin controladores		276	231		
VELOCIDAD DE REGISTRO (pies/hr)		min 4 000 (80 pies/min) max ninguna	3 000 en la parte vertical 15 000 en la parte inclinada		36 000	max 12 000 (200 pies/min)			max 18 000 (300 pies/min)
PRECISION DE LA INCLINACION (grados)		ver notas	0.05		resolución 0.1 repetitividad 0.15	0.05		resolución 0.1 repetitividad 0.15	+/- 0.05°
RESOLUCION DEL AZIMUT (grados)		ver notas	0.2			0.1 Tool face 0.05			
DIFICULTADES OPERACIONALES		no existe limite de latitud o inclinacion	max inc = 70° max lat = 70°	ninguna esperada	max inc = 90° max lat aun no definida	max inc = 70° max lat = 70°		max inc = 70° max lat aun no definida	
NOTAS		Precisión 0.2m/1000m. La herramienta se puede correr en un cable mono o multi conductor. La herramienta también se puede correr en una sandline pero generalmente no es recomendable	La herramienta emplea un gyro de dos ejes y dos acelerómetros	La herramienta emplea un gyro de dos ejes y tres acelerómetros. La herramienta mide en tres ejes lo cual da datos adicionales para compensar por error		La herramienta emplea un gyro de dos ejes y un acelerómetro. Está disponible la unidad de 1.75" de OD para huecos reducidos.		La herramienta emplea un gyro con un acelerómetro.	

Tabla 3 Herramientas para tomar surveys: Herramientas Giroscópicas e Inerciales

COMPANÍA		Anadrill	Anadrill	Anadrill	Baker Hughes Inteq	Sperry Sun	Halliburton
HERRAMIENTA		Slim 1	Sharp	PowerPulse	Navigator	Negative Pulse Telemetry	Pathfinder LWD (HDS-M)
OD HERRAMIENTA (pulg.)		1 3/4, 2 7/8	1 3/4	6 3/4, 8 1/4, 9, 9 1/2	6 3/4, 8, 9 1/2	6 3/4, 8, 9 1/2	6 3/4, 8, 9 1/2
TEMPERATURA LIMITE (°C)		150 (302 °F)	175 (347 °F)	175 (347 °F)	125 (257 °F)	140 (284 °F)	150 (302 °F)
PRESION MAXIMA (psi)		15 000	20 000	20 000	20 000	18 000	18 000
LONGITUD (m)	Solo Direccional	8.5 a 9.8 (28 a 32 pies)	8.8 (29 pies)	7.6 (25 pies)	24.7 (81 pies) 28.7 (94 pies)	7.8 (25.7 pies)	9.1 (30 pies)
	DIR + Gamma	11.6 a 12.8 (38 a 42 pies)	8.8 (29 pies)	7.6 (25 pies)		9.2 (30.3 pies)	16.8 (55 pies)
	DIR + GR + RES	11.9 a 18.6 (39 a 61 pies)	18.6 (61 pies)	14.3 (47 pies)		12.9 (42.5 pies)	24.4 (80 pies)
	DIR+GR+RES+DEN			21.0 (69 pies)		19.3 (63.3 pies)	33.2 (109 pies)
PRECISION		Inc Az +/- 0.1° +/- 1.0° Tool Face +/- 1.0°	Inc Az +/- 0.1° +/- 1.0° Tool Face +/- 1.0°	Inc Az +/- 0.1° +/- 1.0° Tool Face +/- 1.0°	Inc Az +/- 0.2° +/- 1.0° Tool Face +/- 1.0°	Inc Az +/- 0.1° +/- 0.5° Tool Face +/- 3.0°	Inc Az +/- 0.15° +/- 1.0° Tool Face +/- 1.0°
TIEMPO DE SURVEY (seg)		100 a 300	145 a 245	60 ó 90	55 desde que se enciende las bombas	90 a 190 desde que se enciende las bombas	60
PERIODO DE ACTUALIZACION DEL TOOL FACE (seg)		10 a 120	8.5 a 120	3 a 11	11 ó 25	tan rápido como 3.3	tan rápido como 5
MAXIMA CONCENTRACION DE LCM (lb/bbl)		40	40	80	40	40	30
RECUPERABILIDAD DE LA HERRAMIENTA		Si	Si	No	No	No	No
MAXIMO DLS (°/100 pies)	Sliding	100	143	15	9	21	16
	Rotando		40	4	5	10	5
COMBINACION	Rayos Gamma	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Resistividad	Si	Si	Si	Si	Si	Si
	Densidad	No	No	Si	No	Si	Si
	Neutron	No	No	Si	No	Si	Si

Tabla 4 Herramientas para tomar surveys: Herramientas MWD

Los instrumentos registran inclinación y dirección del hueco a ciertas profundidades medidas del pozo. La inclinación del pozo se mide con referencia a una plomada la cual siempre se alinea a lo largo del vector gravedad. La dirección del pozo se determina usando un compás magnético el cual detecta y se alinea a lo largo de la dirección de la componente horizontal del campo magnético de la tierra. El paquete de instrumentación a menudo se denomina unidad de ángulo.

A menudo no hay diferencia en la instrumentación para surveys de foto magnética simple (magnetic single shot) y surveys de foto magnética múltiple (magnétic multi shot).

1.3.1.1 Foto magnética simple

Un instrumento típico de foto magnética simple, fotografía una plomada contra el fondo de un compás magnético (Fig. 2). El compás se alinea con el campo magnético de la tierra y la plomada cuelga verticalmente. Una luz eléctrica, enfocada sobre un disco circular de película sensitiva a la luz, ilumina el péndulo y el compás. En un hueco inclinado, la imagen de la plomada aparece descentrada en la fotografía del disco.

Para tomar un survey direccional, se inserta el disco fotográfico dentro de la cámara. Se instala un cronómetro en el ensamble y se programa para dar el suficiente tiempo hasta que la plomada y

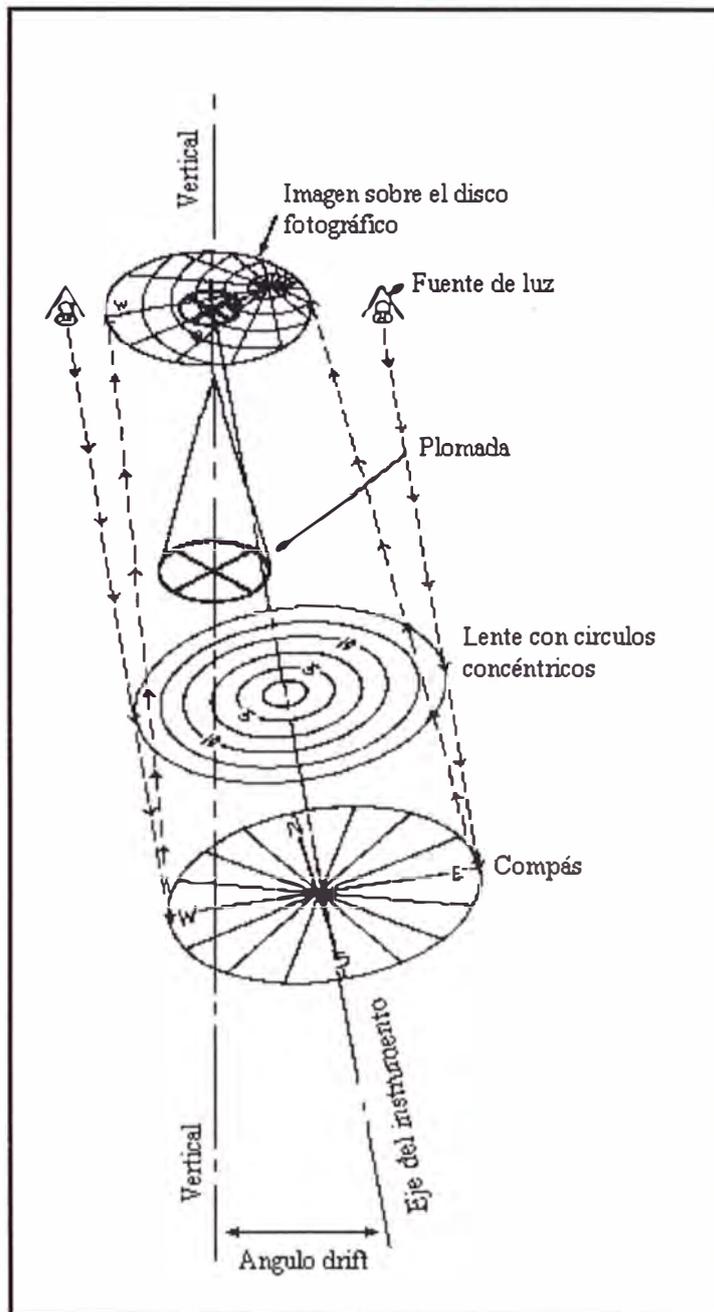


Fig. 2 Diagrama esquemático del instrumento de foto magnética simple

el compás se encuentren en reposo antes de hacer la lectura de survey.

El ensamble del instrumento se corre y se sienta en el drill collar no magnético. El cronómetro enciende las luces, la cual brilla a través de la plomada y se enfoca sobre el disco fotográfico. Con el disco apropiadamente expuesto, la luz se apaga y se recupera el instrumento. En superficie, se revela el disco y se lee las medidas.

La foto magnética simple se refiere a una observación de surveys (sobre una película circular simple). La distancia real perforada entre estaciones de observación de single shot depende de la inclinación medida del pozo. Si la inclinación está encima de 2° , las lecturas de single shot deberán tomarse a intervalos no mayores que 500 pies cuando el desplazamiento lateral aumenta a una tasa de 17 pies por 500 pies perforados, la cual es una cantidad significativa para un pozo planeado como vertical. Si la inclinación es menor que 2° , los surveys de single shot deberán tomarse cada 500-1000 pies perforados a fin de monitorear la dirección e inclinación del pozo en relación a la trayectoria planeada.

Los surveys de single shot magnético no se emplean para monitorear pozos direccionales de mar adentro. El tiempo empleado en correr este tipo de survey

no es económico para pozos direccionales donde la trayectoria del pozo tiene que monitorearse a mayor frecuencia que intervalos de 500 pies.

Cuando se utiliza para monitorear pozos direccionales de tierra, los datos de single shot deberán tomarse cada 100 pies o menos dependiendo de la inclinación del pozo a fin de lograr un apropiado monitoreo de la trayectoria del pozo.

1.3.1.2 Foto magnética múltiple

Los surveys de multi shot magnético se toman al final de la perforación de una sección específica del pozo, por ejemplo, al final de la perforación de la sección del hueco de 12 ¼ pulgadas, previo a correr el casing de 9 5/8" sobre esa sección. Un instrumento de foto magnética múltiple trabaja de manera similar que los instrumentos de foto magnética simple; la principal diferencia es que el multishot contiene una cámara con película enrollada y un cronómetro que automáticamente expone y avanza la película a intervalos preseteados.

El instrumento de survey se suelta dentro del drillpipe, a través de la columna de lodo, para que se asiente en un localizador, unos pocos pies encima de la broca a fin de ubicar al sensor del instrumento en la posición óptima

dentro de los drill collars no magnéticos.

Las fotos de las lecturas de inclinación y azimut se toman mientras la sarta se encuentra estacionaria cuando se está sacando la sarta de perforación. La persona que toma los surveys utiliza un cronómetro para llevar un registro de la profundidad versus tiempo, al final sólo se tiene en cuenta los disparos hechos cuando la sarta estuvo estacionaria (al desenroscar la tubería con las tenazas), y las otras fotos se descartan. En un survey pueden grabarse hasta 350 fotos. Estas se revelan y leen en la locación del equipo y luego se calcula electrónicamente la trayectoria del pozo sobre la sección donde se tomó los surveys en las estaciones ubicadas a intervalos de un stand de longitud.

1.3.1.3 Survey magnético electrónico

Las herramientas de survey magnético electrónico emplean magnetómetros, acelerómetros y dispositivos de temperatura. La herramienta, cuando se posiciona en drill collars no magnéticos del ensamble de fondo, mide la intensidad de campo magnético total de la tierra usando los magnetómetros. Observando el tamaño del campo magnético en las tres direcciones, se calcula la orientación de la herramienta al campo magnético total y por lo tanto su posición relativa al norte magnético.

Este valor total del campo magnético medido puede compararse al valor local verdadero para determinar si hay cualquier interferencia magnética de los drill collars magnéticos o del casing cercano. Algunas herramientas son capaces de corregir por cualquier interferencia magnética. Algunas compañías que toman surveys, tienen algoritmos que corrigen por interferencia magnética. Deberá tenerse cuidado para asegurar que los algoritmos hayan sido validados. Sin embargo, siempre es importante asegurar que los datos brutos (raw data) medidos se graben y almacenen.

Los acelerómetros miden la gravedad local y al observar la medida de la gravedad sobre cada eje, se determina la postura de la herramienta con respecto al vector de gravedad local y por lo tanto se establece la inclinación.

Dentro de este tipo de herramientas tenemos a las herramientas MWD y a las herramientas de navegación (stering tools)

Las herramientas magnéticas se desempeñan mejor en pozos que se dirigen hacia el Norte o Sur magnético (paralelo con las líneas de fuerza magnética de la tierra). Sin embargo no funcionan bien en pozos yendo hacia el este u oeste magnético.

El esfuerzo de la componente magnética horizontal varia en todo el mundo, generalmente debilitándose (y por lo tanto llegando a ser más difícil de detectar) cuando incrementa la latitud. Por ejemplo el esfuerzo de la componente horizontal del campo magnético en los campos del Mar de Barents (Noruega) es sólo el 20% de aquél en los campos Dulang (costa afuera de Malasia) En la Tabla 5 podemos encontrar la magnitud de la componente horizontal del campo magnético que he calculado para estas zonas.

1.3.2. Herramientas giroscópicas:

Hay dos tipos básicos de herramientas gyro, las de rotor y las que buscan el norte.

1.3.2.1 Gyro convencional (rotor de nivel)

Un gyro convencional consiste de un disco giratorio (el rotor) el cual está montado sobre un cardán. Estos cardanes interiores y exteriores están montados sobre un marco base y todos están conectados mediante soportes con muy baja fricción.

El gyro giratorio mantiene una postura constante y si la superficie base se rota alrededor del eje del cardán interno o externo, el eje del gyro no cambia su dirección. El eje giratorio del gyro está estabilizado en el espacio. Un dispositivo de medición (por ejemplo potenciómetro o selector de torque) mide la rotación de la

Programa: **Geomagnetic Field Synthesis Program (Version 3.0)**

Este programa se encuentra disponible gratuitamente en la siguiente dirección:

<http://www.ngdc.noaa.gov/cgi-bin/seg/gmag/fldsnt1.pl>

Modelo: **International Geomagnetic Reference Field, 1995 Revision (IGRF95)**

Fecha de Interés: Los valores han sido hallados para el **30 de Junio de 1999**

NORUEGA

Locación: Mar de Barents

Campo petrolífero: Gardarbanken

Coordenadas del límite del bloque		Longitud	
		22.0°E	30.0°E
Latitud	76.0°N	8 355 nT	8 200 nT
	74.5°N	8 970 nT	8 819 nT

MALASIA

Locación: Offshore de Terengganu

(Costa Este de Malasia Peninsular)

Campo petrolífero: Dulang

Coordenadas de la zona		Longitud	
		103.0°E	104.0°E
Latitud	6.0°N	41 120 nT	41 107 nT
	5.0°N	41 007 nT	40 999 nT

PERU

Locación	Coordenadas Geográficas	Valor de H
Andoas	2°49' S - 76°30' O	27 772 nT
Iquitos	3°45' S - 73°15' O	27 356 nT
Lima	12°03' S - 77°03' O	26 392 nT
Talara	4°33' S - 81°16' O	28 094 nT

Tabla 5 Valores de la Componente Horizontal del Campo Magnético (H)

superficie base alrededor de esta línea de referencia estabilizada provista por el eje giratorio del gyro.

A diferencia de los compases magnéticos, un gyrocompas no está afectado por el campo magnético de la tierra. Sin embargo, debido a que los giróscopos son muy sensitivos a la vibración y se dañan fácilmente, por el choque, deberán correrse y recuperarse dentro de la sarta de perforación mediante cable. Los surveys con gyro también deberán realizarse dentro de un tiempo establecido debido a que los gyros tienden a moverse gradualmente fuera de su alineación inicial de referencia. Esto se debe a imperfecciones en la fabricación y a la fricción en los soportes. Por esta razón los surveys con gyro preferentemente se corren entrando al hueco en vez que saliendo de él. Estos instrumentos gyro deberán alinearse con una dirección conocida, preferentemente visible desde la mesa rotaria a través de los v-doors.

Los ejemplos de gyros convencional son:

- El "Sigma" (Eastman Christensen)
- El "MSRG" (Scientific Drilling Controls)
- El "Boss 2" (Sperry Sun)

1.3.2.2 Gyro que busca el norte:

Estas herramientas más recientes, usan gyros precisos de muy alta calidad desarrollados, inicialmente, para

sistemas de teledirección inercial en misiles. Los gyros que buscan el norte detectan la componente horizontal del vector de giro de la tierra. Esta componente horizontal siempre apunta hacia el norte verdadero y se usa como la dirección de referencia del gyro. Este gyro por lo tanto no necesita ser alineado a un marcador de referencia en superficie previo a su corrida en el pozo.

Sin embargo, esta componente horizontal disminuye con la latitud, la inclinación del pozo y la dirección Este-Oeste. Por esta razón hay mucha reserva en usarlo encima de 60° de latitud. Los diversos diseños de la herramienta, están afectados en un mayor o menor grado.

Generalmente, como en los surveys magnéticos, los parámetros que se obtienen son la profundidad, la inclinación y el azimut del hueco.

La profundidad se mide con cable; la inclinación, alineando el vector gravedad con la plomada o acelerómetro. La dirección se mide relativo a una dirección de referencia o norte verdadero.

Los ejemplos de gyros que buscan el norte son:

- GCT (Schlumberger)
- Pathfinder (Ferranti)
- Wellbore Surveyor (Gyrodatta)
- Finder (SDC)

- G2 (Sperry Sun)
- Seeker (Eastman Christensen)

1.3.3. Herramientas inerciales:

La preocupación sobre la precisión de las herramientas convencionales, en particular con la aparición de plataformas con 60 slots asociada a esparcimientos muy pequeños a conducido a la introducción de la herramienta Ferranti FINDS, que es una sistema de teledirección inercial altamente precisa.

La herramienta Finds es completamente diferente de la otras herramientas que toman surveys a pozos. Para calcular la trayectoria, no mide la profundidad del pozo, inclinación y dirección como las otras herramientas, sino que mide directamente el desplazamiento (X, Y y Z) desde una posición conocida.

La precisión y calidad de su fabricación, sus métodos de medida inercial, los procedimientos de corrida y el tamaño la hace la herramienta más precisa para tomar surveys que se dispone. Los sistemas inerciales usan el proceso de medir las aceleraciones sobre un cuerpo para determinar el desplazamiento desde una posición conocida. La integración de las aceleraciones registradas da la velocidad y la integración de esta velocidad da el desplazamiento.

Esto se puede expresar como:

$$\vec{r}(t_1) = \vec{r}(t_0) + \iint_{t_0}^{t_1} \vec{a}(t) dt dt$$

donde

$\vec{r}(t_1)$ es el vector posición en el tiempo t_1 .

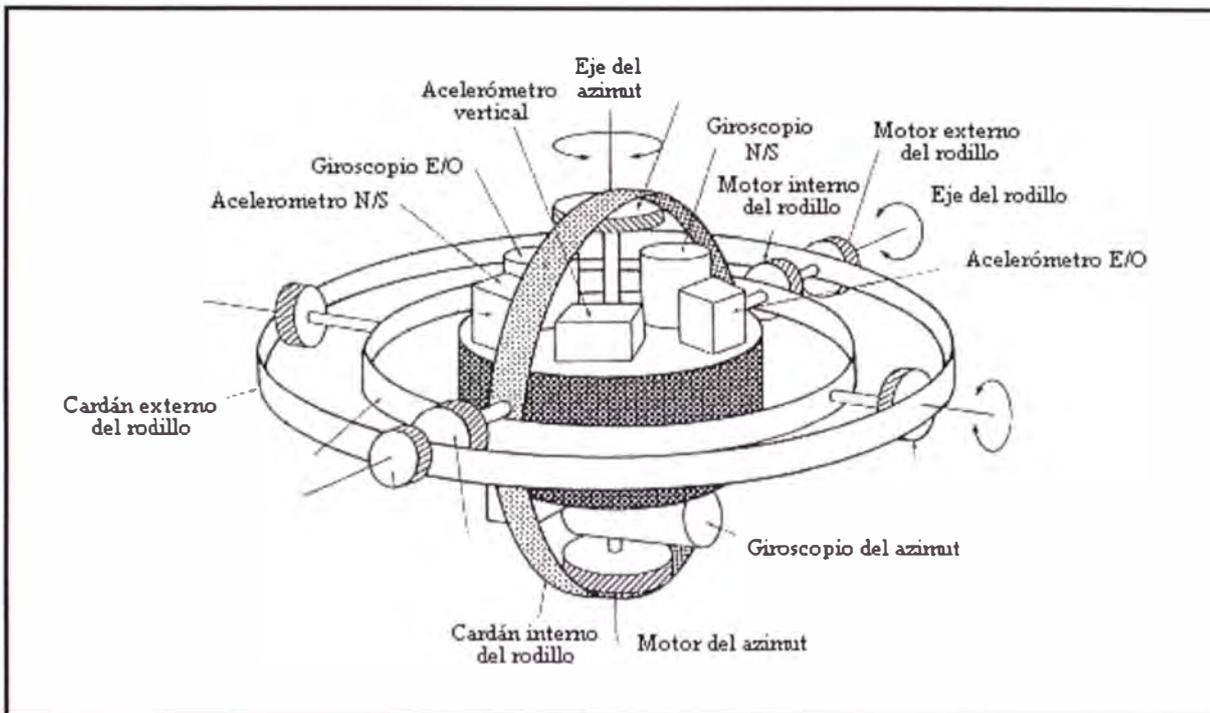


Fig. 3 Vista esquemática de la herramienta inercial

es el vector posición en el tiempo t_0
(la posición original)

a(t) el vector aceleración durante el
tiempo t_0 a t_1 el cual nos da el
desplazamiento mediante doble
integración

El sistema inercial en la herramienta Finds consiste de 3 acelerómetros y 3 gyros de estabilización del sistema. Estos instrumentos se mantienen en pares con un acelerómetro y un gyro apuntando norte sur, otro conjunto apuntando este oeste y el tercer conjunto apuntando verticalmente. Estos se montan en un conjunto de cardanes. Los acelerómetros miden el movimiento total en tres dimensiones; y los microprocesadores y la computadora de superficie convierten estos datos en coordenadas tridimensionales para cada estación de survey.

La alineación en superficie de la herramienta (eso es la referencia del norte verdadero) toma casi 10 minutos. Entonces se baja en el hueco forrado tomando surveys y parando a intervalos de un minuto. Estos intervalos de "transito" y "fijados" permiten que las velocidades reales e inerciales sean filtradas. Las muestras de velocidad medida se integran sobre el periodo de tránsito y se sustrae la integral analítica de la velocidad inercial para obtener la posición verdadera. Se da una posición cada 2.5 segundos.

El diámetro de este instrumento es de 10.625
pulg.

2. LAS HERRAMIENTAS MWD

2.1. CONCEPTOS:

Las herramientas MWD proveen datos en tiempo real de medidas hechas cerca a la broca durante la perforación de un pozo, permitiendo hacer ajustes durante el progreso de la perforación.

Las herramientas MWD de hoy en día son capaces de proveer datos para una variedad de medidas tales como:

- Datos de medidas de formación en tiempo real para correlación y análisis de presión poral, incluyendo medidas de resistividad, densidad y porosidad de la formación.
- Los surveys en tiempo real, incluyendo inclinación, azimut, y toolface, permitiendo al perforador navegar el pozo para su control direccional.
- Datos mecánicos de perforación en tiempo real para eficiencia de la perforación, incluyendo peso sobre la broca en el fondo y torque en la broca en el fondo.

Las herramientas de medida mientras se perfora, miden los mismos parámetros direccionales que las herramientas de foto magnética simple y múltiple. Sin embargo, los MWD son herramientas sofisticadas que miden el azimut y la inclinación usando magnetómetros y acelerómetros.

Las medidas de inclinación y azimut del hueco se toman cuando se requieren y son enviadas a superficie mediante telemetría a través de la columna de lodo que hay en el interior de la sarta. Sin embargo hay otras herramientas que transmiten los datos a superficie electrónicamente vía un

cable y se les denomina sistemas MWD a cable. Los últimos avances tecnológicos están permitiendo el desarrollo de sistemas de transmisión que utilizan frecuencias electromagnéticas de radio.

Cuando se utiliza el lodo como medio de transmisión, en superficie los pulsos de presión se convierten a voltajes eléctricos mediante un traductor montado en el stand pipe. Finalmente el equipo de superficie decodifica la información, lo cual representa las medidas hechas por la herramienta.

2.2. COMPONENTES DEL SISTEMA MWD:

Los sistemas MWD tienen componentes de superficie y de fondo.

Los componentes del sistema de superficie del MWD consisten de:

- Sensores de superficie para medir los parámetros de perforación en superficie, así como la profundidad del pozo.
- Un traductor en superficie para recibir las señales de medida de la herramienta MWD.
- Una computadora para decodificar en superficie los datos de fondo.
- Una computadora para procesar, almacenar y dar utilidad a todos los datos.

Los componentes de la herramienta MWD de fondo son:

- Un componente que provea la energía necesaria para tomar las medidas de fondo.
- Uno o más componentes para hacer las medidas de fondo.
- Un componente para producir y transmitir las señales de medida a superficie.

2.2.1. Fuente de Energía:

Las baterías o alternadores de fondo suministran energía a las herramientas. Las baterías permiten que las herramientas operen sin necesidad de que exista flujo de lodo, pero el tiempo operativo y la potencia de salida del sensor es limitado. Los alternadores necesitan flujo de lodo para generar su energía y pueden trabajar en un amplio rango de caudales de flujo.

Un alternador usa el flujo de lodo para girar una turbina. La turbina genera suficiente corriente para alimentar las herramientas MWD.

2.2.2. Medición:

Todos los sistemas MWD miden la dirección e inclinación (D&I) del pozo. Las medidas se usan para plotear con precisión la trayectoria del pozo de modo que el perforador pueda guiar a la broca hasta su objetivo final o intermedio, así como evitar colisionar con otros pozos. La herramienta MWD también puede hacer medidas secundarias, tales como peso sobre la broca en el fondo y temperatura anular.

Las herramientas MWD son capaces de proveer una variedad de medidas, incluyendo inclinación y dirección del pozo. Los acelerómetros se emplean para medir el campo gravitacional de la tierra a fin de obtener la inclinación del pozo. Los magnetómetros se usan para medir el campo magnético de la tierra y obtener la dirección. Los

magnetómetros se usan en conjunción con el acelerómetro para dar el azimut.

2.2.3. Generación de señales:

El dispositivo de medición de la herramienta produce señales de datos que necesitan ser enviados a la superficie. Debido a que la herramienta MWD se encuentra lejos del perforador, es necesario transmitir los datos desde la herramienta hasta el perforador por medio de una señal. Esto debe hacerse de una manera que maximice la transmisión y contabilidad de los datos y minimice el impacto sobre las operaciones de perforación.

2.2.4. Transmisión y telemetría:

Los sistemas MWD usan telemetría de pulso de lodo para transmitir los datos de survey a superficie.. Las señales análogas producidas por los dispositivos de medición de la herramienta se convierten a señales digitales (1 y 0). Luego las señales digitales se convierten a pulsos de presión que llevan los datos hasta la superficie a través de la columna de fluido de perforación.

2.2.5. Recepción y decodificación:

En superficie hay un traductor (o sensor) instalado en el stand pipe que recibe los pulsos de presión y los convierte a señales (voltajes) eléctricas.

Las computadoras de superficie decodifican las señales eléctricas del traductor y transforman la información digital en valores útiles y hacen los cálculos de survey.

2.2.6. Procesamiento y uso de los datos:

Una función importante de la computadora de superficie es procesar los datos de las condiciones locales, tales como diámetro y profundidad del hoyo.

Los datos producidos por la herramienta MWD se procesan y se usan para proveer información sobre el pozo. Esta información se usa para tomar decisiones críticas sobre el proceso de perforación, tales como la dirección del pozo. El sistema Integrado de Evaluación de Perforación y Perfilare (IDEAL) de Anadrill combina las mediciones de perforación direccional, mecánica de perforación y datos petrofísicos y transmite estos datos a superficie en tiempo real.

Los datos recogidos en el fondo se combinan con las mediciones tomadas en superficie para transformarse en información útil. La información puede mostrarse simultáneamente en la mesa rotería, la unidad de superficie y en la oficina del supervisor de perforación.

Las medidas de evaluación de formación en tiempo real permiten mantener la trayectoria del pozo en la formación productiva, así hayan cambios inesperados de litología.

2.2.7. Presentación:

Los monitores muestran los datos en tiempo real en la mesa de perforación de modo que el perforador pueda tomar decisiones de direccionamiento del pozo. Estas presentaciones se utilizan para producir registros (un ploteo de datos versus profundidad) y hacer interpretaciones de evaluación de formación. Mediante las

conexiones remotas es posible mostrar datos en la oficina del Operador permitiéndoles ver las medidas MWD del pozo.

2.3. TELEMETRIA QUE SE EMPLEA:

Las señales del fondo se envían a superficie a través de tres tipos de telemetría: mediante el fluido de perforación dentro de la tubería (pulso de lodo), cable eléctrico, o telemetría electromagnética.

2.3.1. Pulso de lodo:

Los sistemas MWD comerciales usan telemetría de pulso de lodo para transmitir los datos de survey durante la operación de la herramienta. En la telemetría de pulso de lodo, las señales análogas producidas por los dispositivos de medición de la herramienta se convierten a señales digitales (1 y 0). Luego las señales digitales se convierten en pulsos de presión que llevan los datos a superficie a través de la columna de fluido de perforación. Los pulsos de presión se convierten a voltajes eléctricos mediante un traductor instalado en el stand pipe. Luego esta información se decodifica mediante el equipo de superficie. Las medidas de la herramienta son digitalizadas en el fondo. Los valores medidos se transmiten a superficie en sistema binario como una serie de ceros y unos. Los paneles de superficie reconocen estos como representaciones de medidas de la herramienta. Los sistemas de transmisión de datos por pulso de lodo usados por el MWD son el pulso de presión y el pulso de presión modulado. El

sistema de pulso de presión a su vez se subdivide en sistemas de pulso de presión positiva y sistemas de pulso de presión negativa.

2.3.1.1 Pulso de presión positiva

La telemetría de pulso positivo usa un restringidor de flujo, que al activarse se cierra para incrementar la presión del standpipe. A medida que el lodo fluye a través de la tubería, la presión fluctúa por la apertura y cierre del mecanismo. Las subidas y bajadas de presión, al ser detectadas por un traductor en el stand pipe, se transmiten a la superficie como unos y ceros y se decodifican como datos.

La telemetría de pulso positivo crea pulsos de presión con un restrictor de flujo tipo poppet o con una válvula rotería. A diferencia de los otros dos sistemas, el flujo nunca se interrumpe. La desventaja de este sistema es la baja velocidad con que se transmiten los datos. El sistema es mucho más tolerante a LCM y sólidos de lodo que los otros dos, lo que hace muy buena su performance en el fondo. También es el menos afectado por el ruido de la bomba y del motor de perforar.

2.3.1.2 Pulso de presión negativa

Las herramientas de pulso negativo tienen una válvula vertidora que al energizarse ventea una pequeña cantidad de flujo de lodo al anular. Esto

disminuye la presión del stand pipe momentáneamente, creando pulsos negativos. Los cambios de presión se identifican y decodifican en superficie. Al activarse los sistemas de pulso negativo, hacen que una válvula vertidora canalice el flujo de lodo hacia el anular, disminuyendo la presión del stand pipe. Estos pulsos se decodifican en series de ceros y unos, que representan la data de la herramienta. Las ventajas de este sistema, incluyen bajo consumo de energía y fácil de decodificar. La apertura y cierre completo de la válvula crea pulsos de ondas limpias. Esto tiende a reducir los efectos de ruido de la bomba, haciendo que la señal del pulsador sea más fácil de decodificar. El sistema de pulso negativo deberá mantener una diferencial de presión entre la sarta de perforación y el anular. Para crear una caída de presión cuando se abre la válvula vertidora, deberá existir una diferencial hacia el anular. Esto puede limitar el jetting permisible de la broca. Esta es la principal desventaja del sistema de pulso negativo.

2.3.1.3 Pulso de onda continua

Los pulsadores de onda estacionaria (o continua), también conocidas como sirenas de lodo, usan placas robarais las cuales interrumpen momentáneamente

el flujo de lodo, creando una onda de presión en el standpipe. Se forma una onda transportadora, permitiendo que la información se acople dentro de esta onda de transporte mediante un cambio de la fase y frecuencia de la onda. Los cambios en la velocidad de rotación relativa de los platos cambian la fase de la onda. Estos cambios de fase se identifican en superficie y son decodificados.

Las sirenas de lodo están basadas en una turbina energizada con lodo que hace girar un generador que alimenta un motor cuya velocidad varía entre 200 y 300 ciclos por segundo. El motor a su vez maneja un rotor de turbina que, en conjunción con el estator, genera una onda, la cual se modula mediante la mayor o menor velocidad del rotor de turbina. El cambio de fase se detecta en superficie y se interpreta como un lógico 0 ó 1.

2.3.2. Telemetría a cable:

Los datos también pueden enviarse a superficie a través de un cable acoplado a la herramienta MWD. La telemetría a cable usa un cable para transmitir datos desde los sistemas de fondo hasta superficie. Este método fue común con los antiguos tipos de herramientas (llamadas steering tools). Sin embargo, con un cable acoplado, la sarta no puede rotarse.

Hoy en día, el cable se usa en conjunción con la tubería flexible (coiled tubing), donde la

sarta es una longitud continua de tubería metálica introducida al hueco desde un carrete y por lo tanto no puede rotarse. La herramienta VIPER de Anadrill usa un cable para transmitir los datos a superficie.

2.3.3. Telemetría electromagnética:

Mediante este sistema de telemetría, las ondas electromagnéticas transportan los datos a través de las formaciones hasta ser detectadas por un receptor en superficie.

Tanto el transmisor como el receptor se encuentran sincronizados, de modo que un cambio de fase se decodifica como un uno y cuando no hay cambio de fase se interpreta como un cero.

Los parámetros que se tienen en cuenta para este sistema de transmisión son la frecuencia de transmisión y la conductividad del medio. Para que sea posible la transmisión a través de los estratos, se requiere que la atenuación de la onda sea baja y esto sólo se da en las señales electromagnéticas de baja frecuencia, pero desafortunadamente estas frecuencias están cerca al rango de las frecuencias telúricas y de ruido de fondo lo que puede dificultar la detección de la señal.

Se ha determinado que cuanto más conductivo es el medio, menor es la frecuencia de onda requerida, y al haber una menor frecuencia, la distancia de transmisión es mayor para una misma cantidad de energía.

2.4. SENSORES D&I:

El paquete de Dirección e Inclinación (D&I) monitorea la orientación espacial de la herramienta en el subsuelo con respecto a dos vectores de referencia: el vector gravedad (G) y el vector magnético (H)

La mayoría de paquetes de sensores usados en una herramienta MWD consisten de tres inclinómetros (acelerómetros) y tres magnetómetros. Las lecturas de los acelerómetros se necesitan para corregir las medidas de dirección debido a la inclinación y posición de los magnetómetros con respecto al lado alto del hueco. El toolface se obtiene de la relación de la posición de la herramienta al lado alto del hueco, el cual se mide con los inclinómetros.

Una vez que se toman las medidas, estas se codifican a través de un paquete electrónico que esta en el fondo en: (1) una serie de señales binarias que se transmiten mediante una serie de pulsos de presión o (2) una señal modulada que cambia de fase para indicar un 1 ó 0.

2.4.1. Acelerómetros:

"Acelerómetro" es el nombre que se da a un traductor que responde a la aceleración; mientras que inclinómetro es el nombre dado a los acelerómetros de bajo rango que se usan como detectores de pendientes, debido a que responden a pequeños cambios de aceleración gravitacional.

El acelerómetro satisface una de dos funciones principales:

- Se considera un dispositivo de referencia vertical cuando su función es la apropiada alineación de los ejes de referencia.

- Se considera un dispositivo inercial cuando su función principal es la detección y medida de aceleraciones.

Cuando se discute la determinación de la vertical, es importante comprender que significa, debido a que un dispositivo acelerómetro no puede distinguir la diferencia entre la aceleración y la gravedad. Un dispositivo de referencia vertical que actúa como una plomada sobre la tierra rotando, asume una dirección en la cual la gravedad actúa sobre la tierra en rotación. En este caso, debido a que la gravedad es una resultante entre la fuerza de atracción de la masa de la tierra y su fuerza centrípeta rotacional, y debido a que la tierra no es una esfera perfecta, la vertical geocéntrica no coincide con la vertical de gravedad.

El acelerómetro triaxial mide la inclinación del pozo (ángulo del hueco) cerca a la broca. Recoge las medidas que se usan para calcular el ángulo entre el eje del hoyo y la referencia vertical verdadera (Fig. 3) Estas medidas se recogen después de 12 segundos que las bombas han sido apagadas y se envía a superficie luego de 60 segundos que se vuelven a encender las bombas. En el modo de Tool Face Gravimétrico (GTF), las medidas del ángulo del hueco se usan para calcular la orientación de la cara del bent sub con respecto al lado alto del hueco.

El principio básico de operación de un acelerómetro, o inclinómetro, es que un péndulo suspendido dentro de un chasis tiende

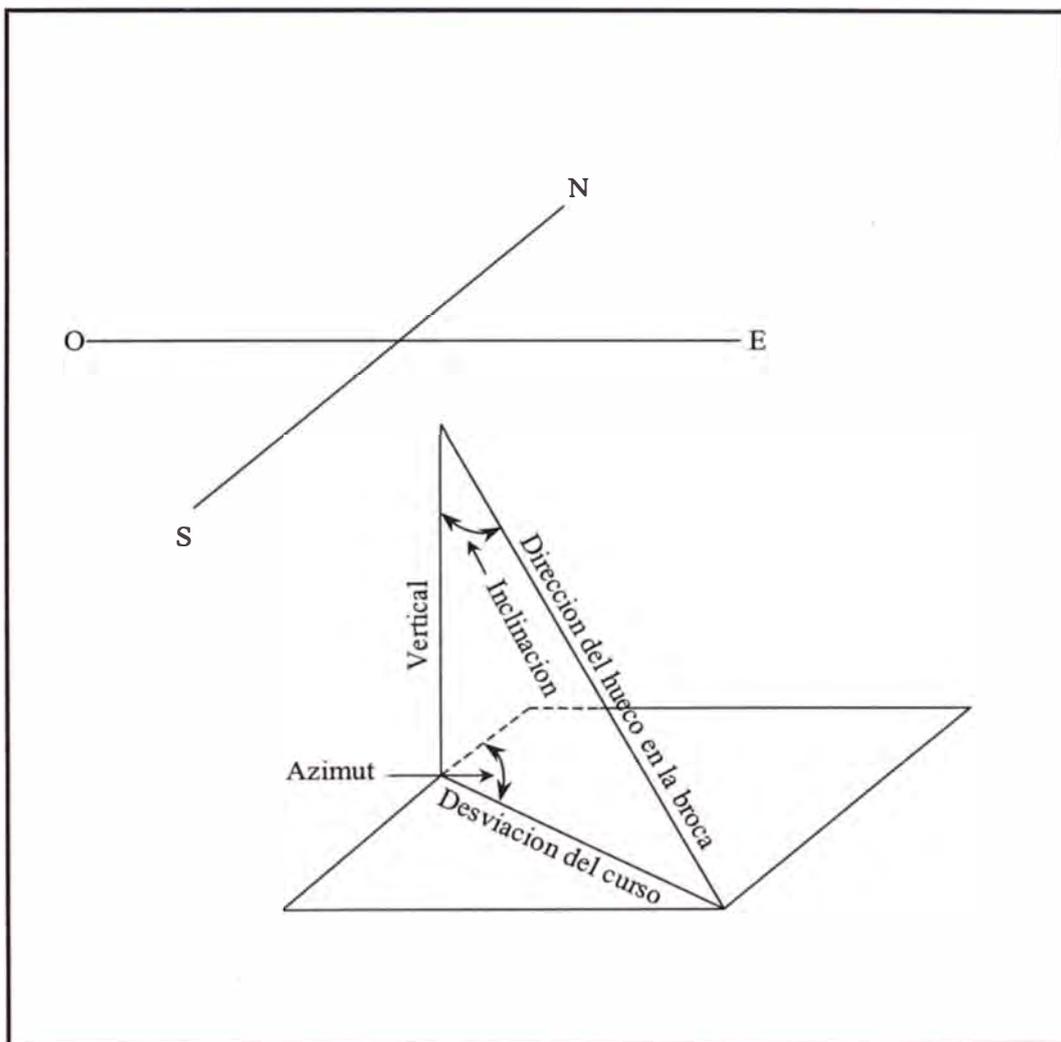


Fig. 4 Inclinacion y azimut del hoyo

a seguir colgando en alineación con el vector gravedad así el chasis se encuentre inclinado (Fig. 4). Puede aplicarse una fuerza eléctrica compensadora para superar este jalón gravitacional y mantener el péndulo alineado con un determinado eje del chasis. La magnitud de la fuerza compensadora requerida es una indicación del grado de inclinación con respecto a la vertical de ese eje del chasis. Cada acelerómetro produce una salida de la forma:

$$V_{fs} \cos\theta$$

donde V_{fs} es el voltaje de la escala completa, y θ es el ángulo entre el eje específico y el vector de gravedad verdadera (vertical). Cada acelerómetro es sensitivo en un solo plano.

El paquete D&I incluye tres de tales acelerómetros en una unidad autocontenida ilustrada en la Fig. 5. Esta descompone una aceleración de +1G en tres componentes que son mutuamente ortogonales y provee tres salidas de voltaje DC, que corresponden a las magnitudes de los componentes ortogonales. Es decir, el ensamble de la unidad de los acelerómetros triaxiales contiene tres acelerómetros de un solo eje, y un electrónico restaurador.

La orientación de los ejes de acuerdo a la convención de la SPE es como sigue: el eje Z está a lo largo del eje longitudinal de la herramienta, el eje Y apunta hacia la cara del bent sub, y el eje X es perpendicular a los ejes Y y Z. Las polaridades de la señal están representadas mediante flechas en la Fig. 5.

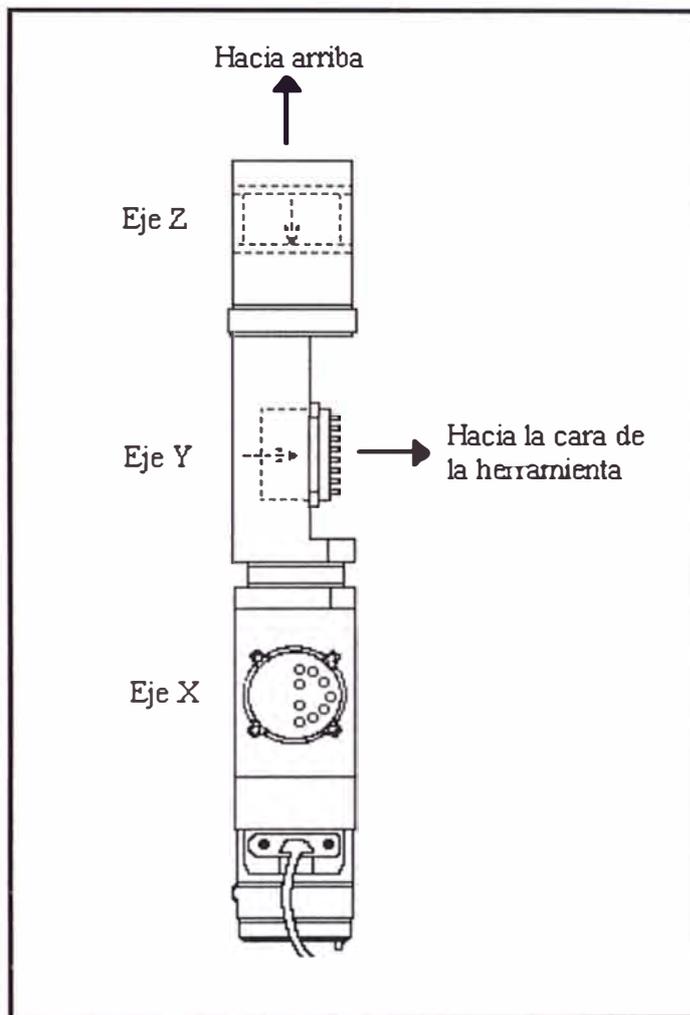


Fig. 5 Ensamble del acelerómetro triaxial

La señal se define como positiva cuando la flecha apunta lejos de la gravedad. Por ejemplo, la señal Z alcanza su máximo valor negativo cuando la herramienta está vertical, mientras que la señal Y alcanza su máximo valor positivo cuando la herramienta esta horizontal con el tool face hacia arriba.

La Fig. 6 es un diagrama funcional de un acelerómetro Eyestone-Wilson. Los principales componentes del sensor Eyestone-Wilson son el chasis; el ensamble de la masa de prueba; un colector que puede detectar desplazamientos extremadamente pequeños de la masa de prueba; el torquer, que es una bobina posesionada dentro de un campo magnético permanente y acoplada a la masa de prueba; y un restaurador de circuito, o servo, que causa que una corriente eléctrica fluya a través de la bobina torquer en respuesta a una señal del colector.

El ensamble de la masa de prueba contiene una punta de cuarzo (también denominada "cuchilla") unida por un extremo al chasis del acelerómetro. El adelgazamiento simétrico de la punta cerca a su extremo conectado, le permite flexionarse en respuesta a una fuerza dirigida solo perpendicular al plano de sus caras. Las fuerzas orientadas de modo diferente no afectan este acelerómetro. Cada cara de la punta está recubierto con un material conductor. Los dos recubrimientos están aisladas entre ellos y de la cubierta. Dos masas pequeñas, fijadas simétricamente sobre cada lado de la punta, incrementan la

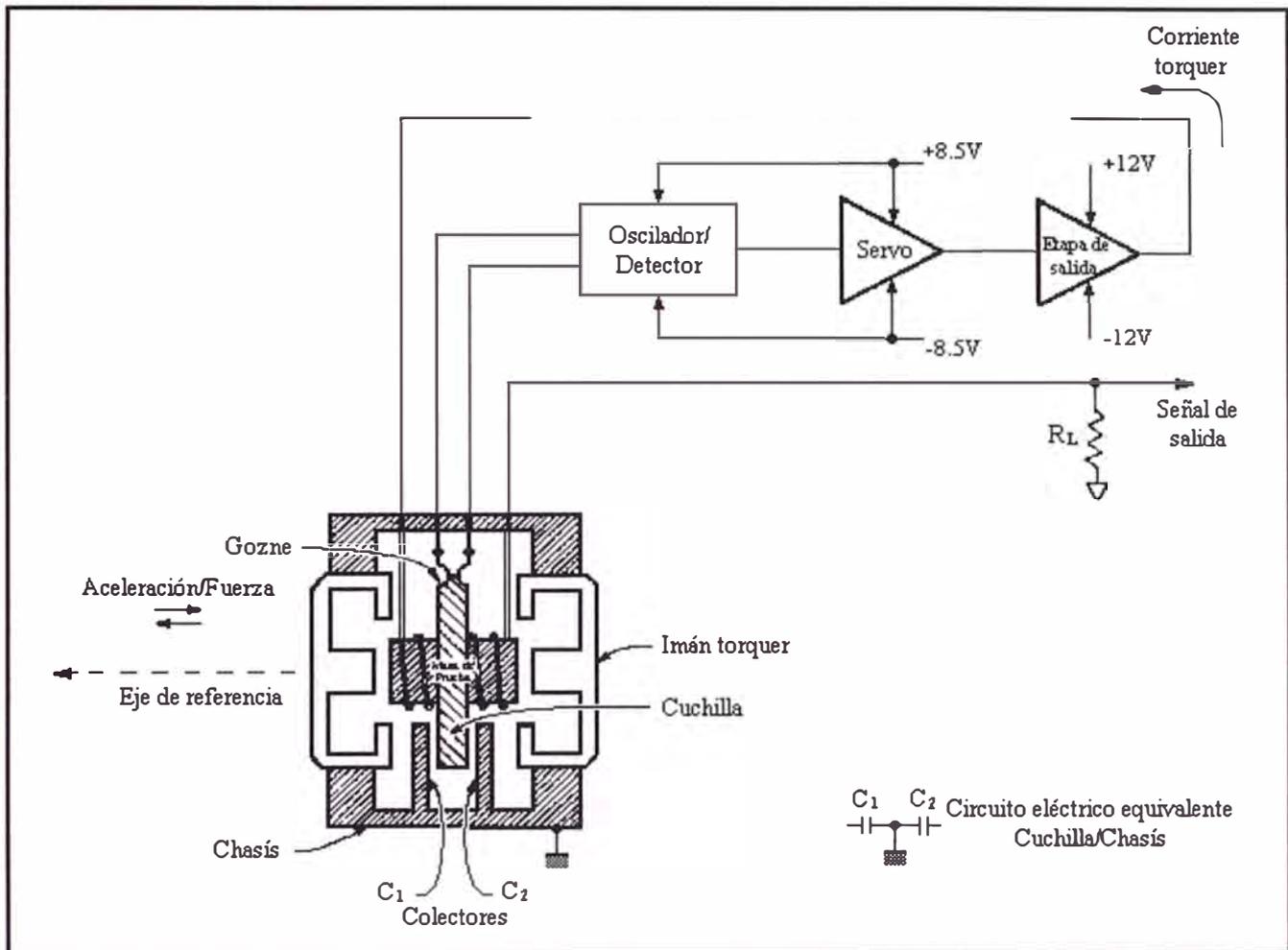


Fig. 6 Diagrama de un acelerómetro

Inercia de la punta. Cada masa sostiene una bobina eléctrica. Estas bobinas torquer son idénticas y están conectadas en serie para producir campos de inducción idénticos iguales en magnitud y dirección.

Cada bobina sobre la masa de prueba esta frente a un imán torquer permanente fijado a la cubierta. Los dos imanes están polarizados idénticamente. Cuando una corriente DC fluye a través de las bobinas, la punta se flexiona hacia uno de los imanes, la dirección de la flexión corresponde a la dirección del flujo de corriente.

El extremo libre de la punta cuelga entre dos colectores (placas) que son paralelas a las caras de la punta. Los colectores son parte del chasis y eléctricamente están conectados a tierra. Por lo tanto el sistema es equivalente a dos capacitores de aire variables, C_1 y C_2 , conectados en serie con sus placas comunes conectados a tierra. Cuando la punta está en un estado de equilibrio, las dos capacitancias tienen la misma magnitud. Cuando la punta se flexiona, la magnitud de una capacitancia incrementa y de la otra disminuye.

En un estado de equilibrio, entonces, no fluye corriente a través de las bobinas, ni se aplica fuerza flexionante a la punta de cuarzo, y las dos capacitabais tienen igual magnitud. Sin embargo, cuando el chasis se desplaza (se acelera) a una dirección en ángulo recto con la cara de la punta, la punta, debido a su inercia, no sigue al chasis inmediatamente. El desplazamiento relativo

induce un desbalance de capacitancia que es detectado por el circuito oscilador/detector el cual envía una señal de desbalance al amplificador del servo.

El amplificador del servo emite una corriente torquer DC diseñada para oponerse al desplazamiento de la punta. Debido a este mecanismo de retroalimentación, la punta se mueve muy poco con respecto a su posición de equilibrio. En esta condición, la intensidad de la corriente producida por el servo es una indicación directa de la fuerza a la que la punta a estado sometida la punta, por lo tanto de la aceleración a lo largo de ese eje. La corriente que pasa a través del torquer es una medida extremadamente precisa de la fuerza sobre la masa, o equivalentemente, la aceleración a la que esta sujeta. La corriente torquer desarrolla un voltaje a través del resistor de rango R_L ; este voltaje es la señal de salida.

La señal de salida se calibra mediante el ajuste del resistor de rango para generar una señal de +5.0V en la escala completa para una aceleración de +1G (peso de la masa de prueba cuando el eje de referencia apunta lejos de la gravedad) y una señal de -5.0V en la escala completa para una aceleración de -1G (cuando la cubierta está a 180° de la condición previa). Debido a que el acelerómetro realmente se usa como un inclinómetro, la señal varia entre +1G y -1G cuando la cubierta gira. La estabilidad del factor de escala es $5 \text{ V/G} \pm 0.05\%$.

2.4.2. Magnetómetros:

El magnetómetro triaxial en el paquete D&I monitorea la dirección hacia la cual se ha dirigido la broca (azimut del hueco). El magnetómetro recoge medidas que se usan para calcular el ángulo (azimut) entre el norte geográfico y el eje del hoyo proyectado sobre un plano horizontal (Fig. 3). Normalmente, estas medidas se toman después de cada conexión de tubería de perforar.

En el modo de Tool Face Magnético (MTF), estos datos de azimut del hueco se usan junto con las medidas de inclinación del hoyo hechas por el paquete de acelerómetro para calcular la orientación de la cara del bent sub con respecto al norte magnético. Los datos se transmiten a la superficie y se corrigen con respecto al norte geográfico verdadero.

Los magnetómetros usados en el paquete D&I están basados en el principio del magnetómetro flux-gate. El principio de operación del magnetómetro flux-gate es el uso de una pieza de material magnético, el núcleo, para recoger las líneas de flujo del campo magnético del ambiente (el campo que va a medir el dispositivo, en este caso el campo de la tierra) que entran y salen de la bobina de recojo enrollada alrededor del núcleo. Cuando las líneas de flujo entran y salen del núcleo, el flujo en la bobina de recojo cambia y aparece un voltaje inducido a través de los terminales de la bobina. El diseño utiliza el fenómeno de histéresis magnética, que es la imposibilidad de la magnetización en un cuerpo

para volver a su valor original cuando se reduce el campo externo. El campo que lleva al núcleo a través de su circuito de histéresis se produce al pasar una corriente a través de un conductor envolvente enrollado alrededor del núcleo.

El núcleo de una magnetómetro flux-gate es una bobina circular Inconel enrollado con diez vueltas de cinta permalloy muy delgada (0.0005 pulgadas) El permalloy, una aleación de nickel y molibdemo (6% de molibdemo, 81% de nickel y 13% de hierro), tiene gran permeabilidad magnética pero es muy sensitiva al esfuerzo mecánico que altera sus propiedades magnéticas. Después que la cinta se enrolla sobre la bobina, se destempla el ensamble para remover los esfuerzos desarrollados durante el proceso de envolvimiento. Es importante que en lo subsecuente al manipular el núcleo, la cinta no sea sometida a esfuerzos suficientes para deformarla de algún modo.

El campo que lleva al núcleo a un estado de saturación se produce al pasar corriente a través de una capa de alambre de cobre aislado enrollado toroidalmente alrededor del núcleo (Fig. 7). Para lograr la acción de recojo, se lleva continuamente al núcleo alrededor de su circuito de histéresis a 5KHz, es decir, atrás y adelante entre sus dos puntos de saturación. La Fig. 8 ilustra las siguientes cuatro regiones por ciclo alrededor del circuito de histéresis:

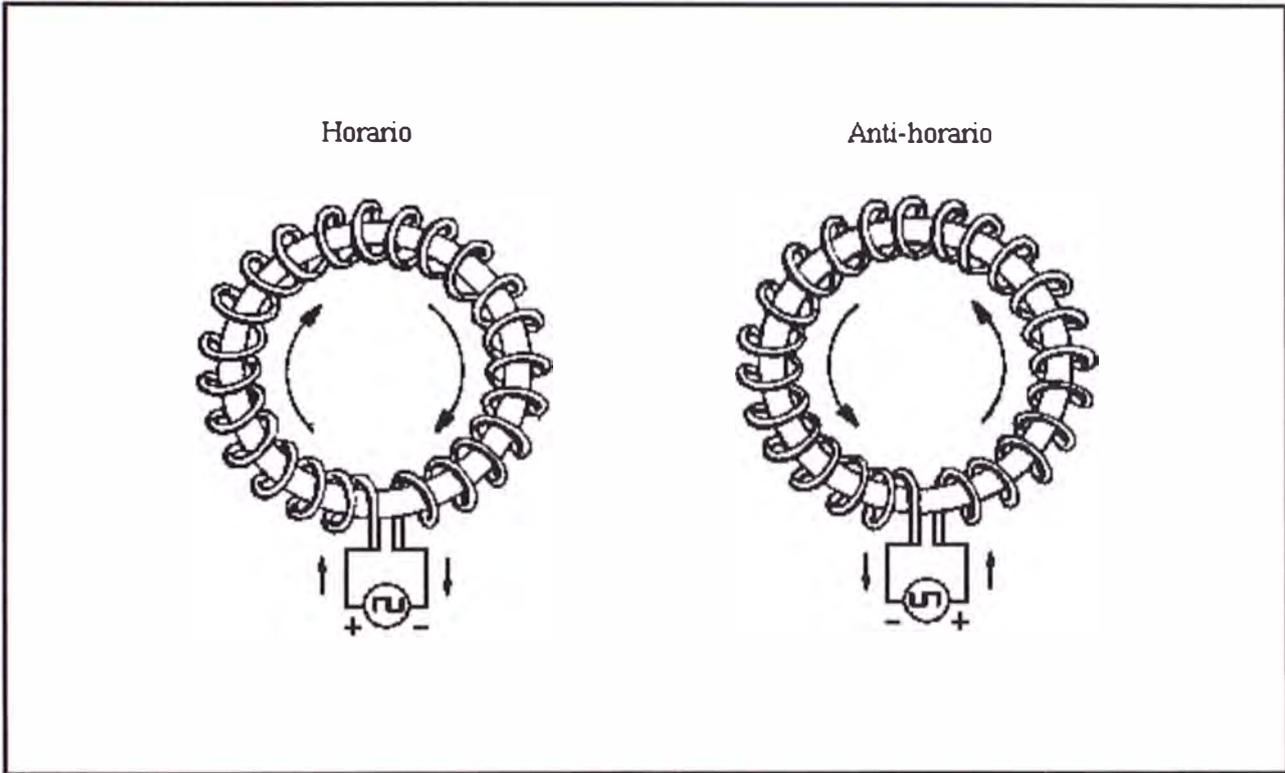


Fig. 7 Direcciones del campo principal

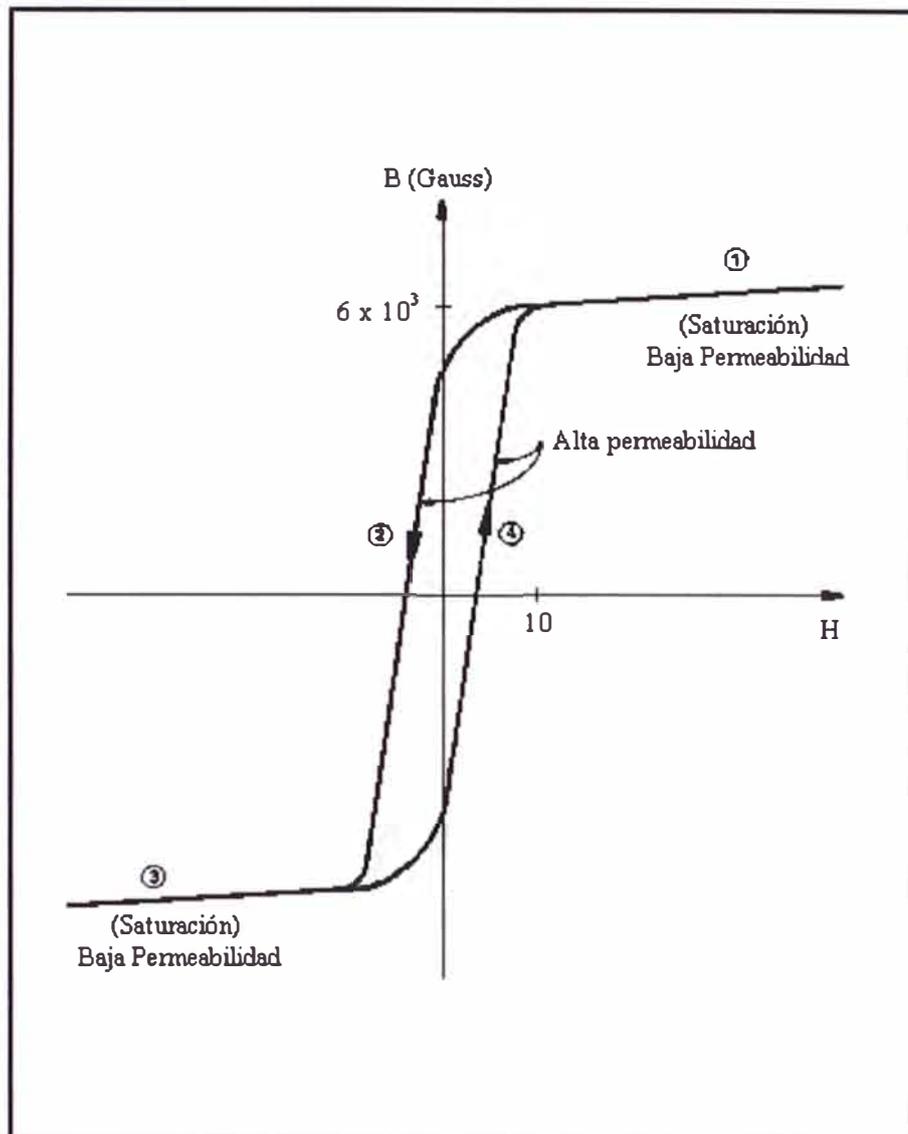


Fig. 8 Ciclo de histéresis

- (1) El núcleo se lleva a una saturación magnética con el campo principal (H) teniendo una dirección (es decir, horaria, alrededor del anillo como se muestra en la Fig. 7).
- (2) Cuando el campo principal se reduce, el núcleo pasa a través de una región de transición en la cual tiene una gran permeabilidad. La permeabilidad es la pendiente de la curva B vs H.
- (3) Cuando la corriente principal se reversa en polaridad, el núcleo es fuertemente llevado dentro de saturación magnética con el campo principal en la dirección opuesta (antihorario en la Fig. 7). Debido a que la pendiente de la curva B vs H es casi cero, el núcleo exhibe baja permeabilidad.
- (4) El núcleo pasa a través de otra región con una gran permeabilidad.

La acción de recojo del núcleo resulta de esta alteración entre el estado de muy baja permeabilidad (las regiones de saturación) y el estado de permeabilidad muy alta (las regiones de transición). Cuando la permeabilidad del núcleo es muy baja, la presencia del núcleo tiene poco efecto sobre las líneas de flujo del campo de la tierra, como se muestra en la Fig. 9. Cuando la permeabilidad del núcleo es muy alta, las líneas de flujo del campo de la tierra llegan a concentrarse altamente en el núcleo como lo estarían mediante un objeto magnético.

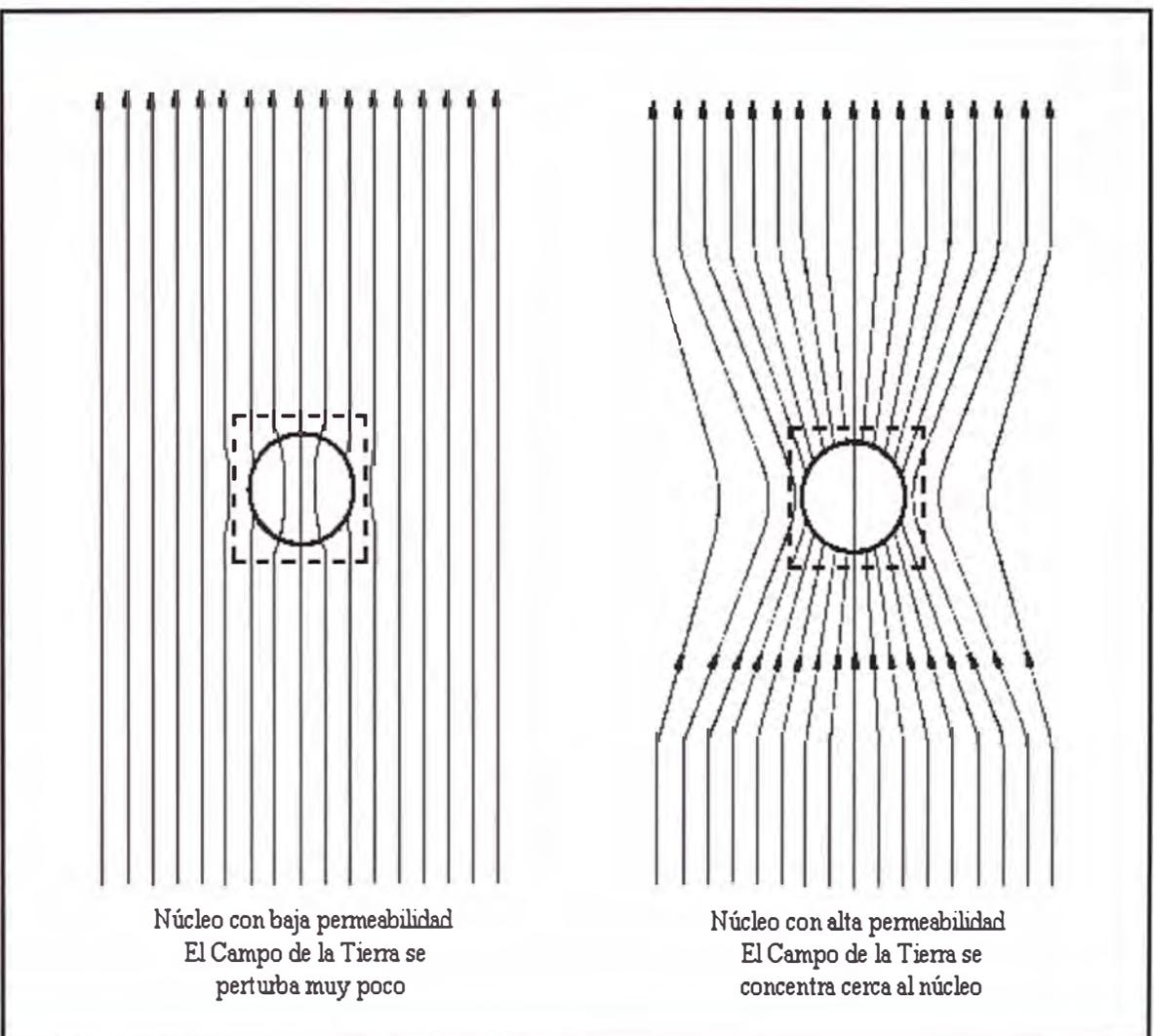


Fig. 9 Efecto de la magnetización del núcleo sobre el campo de la tierra

Cuando el núcleo oscila entre estados de muy alta y muy baja permeabilidad, las líneas de flujo del campo de la tierra son fuertemente llevadas y sacadas del núcleo. El campo magnético neto cerca al núcleo, en el área encerrada por la bobina de recojo (representada por el borde punteado en la Fig. 9) aumenta y disminuye al doble de la frecuencia de la corriente principal.

Esta variación en la contracción de líneas de flujo del campo de la tierra se observa colocando una bobina rectangular alrededor del núcleo completo, como se muestra en la Fig. 10. Esta bobina se llama la bobina de recojo o sensible y es sensitiva solo a la componente del campo que es paralela a sus ejes geométricos.

El flujo cambiante en el área encerrada por la bobina de recojo induce un voltaje en los terminales de la bobina. Debido a la forma particular del ciclo de histéresis, el flujo es expulsado del núcleo mucho más rápido que cuando entra. Para ponerlo de otro modo, el núcleo va en saturación más abruptamente de lo que va en la región de transición. Como resultado, el pulso primario generado en la bobina de recojo cuando el núcleo va en saturación es mayor y más diferente que el pulso secundario generado cuando el núcleo entra a la región de transición. Debido a que el núcleo va en saturación dos veces en cada ciclo (una sobre cada extremo del ciclo de histeresis), hay dos pulsos primarios por ciclo generados en la bobina de recojo. Los

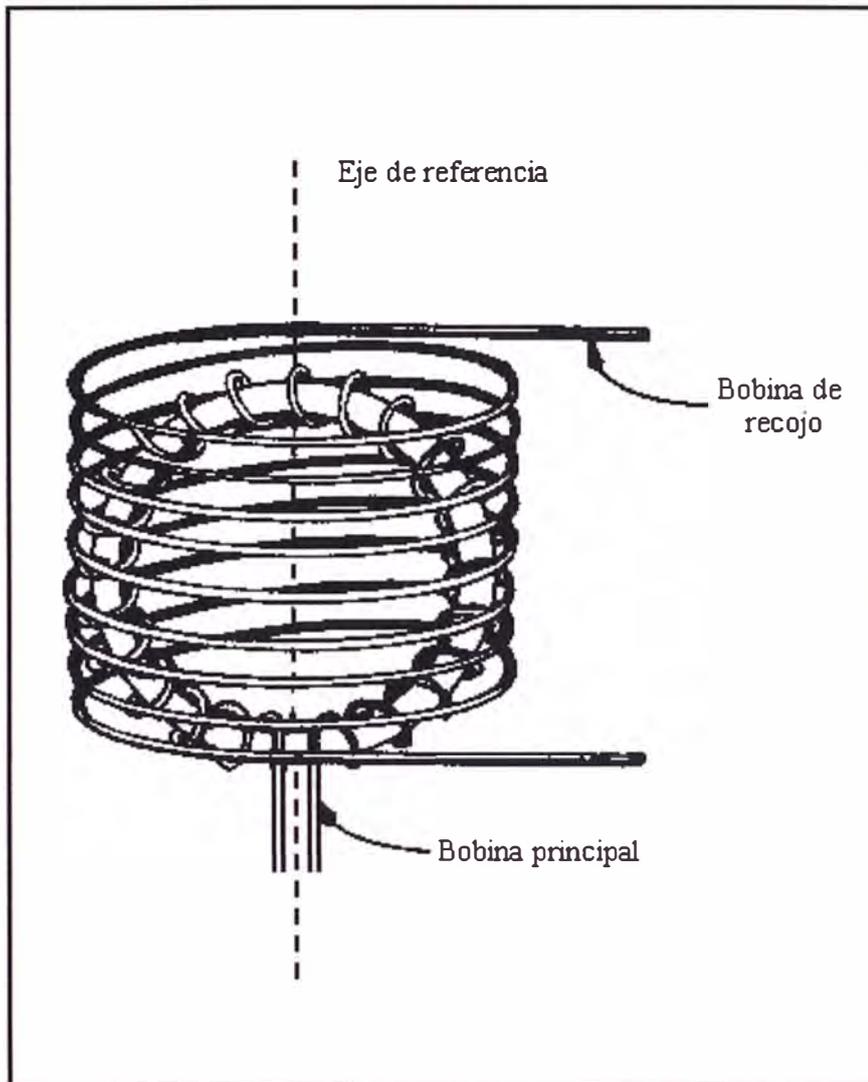


Fig. 10 Bobina de recho

dos pulsos tienen la misma polaridad debido a que el cambio en el flujo encerrado por la bobina de recojo es independiente de la dirección (horaria o antihoraria) del campo que lleva al núcleo a saturación.

La forma de onda que aparece en los terminales de la bobina de recojo es una serie de pulsos como se muestra en la Fig. 11c. La polaridad de los pulsos se invierte si la dirección del campo del ambiente se invierte, y la amplitud de los pulsos va a cero si el campo del ambiente paralelo al eje de la bobina de recojo es cero. La magnitud y polaridad de los pulsos son proporcionales al coseno del ángulo entre el campo del ambiente y el eje de la bobina de recojo (el eje de referencia). La frecuencia dominante de la señal en la bobina de recojo es los 10 KHz segunda armónica de los 5KHz de la frecuencia conductora. Es decir, la frecuencia fundamental del tren de pulso es dos veces la frecuencia del campo conductivo.

Sin embargo, el tren de pulso de la segunda armónica no se usa directamente como una medida del campo de la tierra. En vez de eso, una pequeña corriente DC, se pasa a través de la bobina de recojo para anular la componente del campo de la tierra paralelo al eje de la bobina. Esto se hace mediante un sistema de retroalimentación (Fig. 12) la cual detecta la amplitud pico de los pulsos primarios y genera una corriente rápida para anular el campo de la tierra. La magnitud y polaridad de la corriente se determina mediante el monitoreo

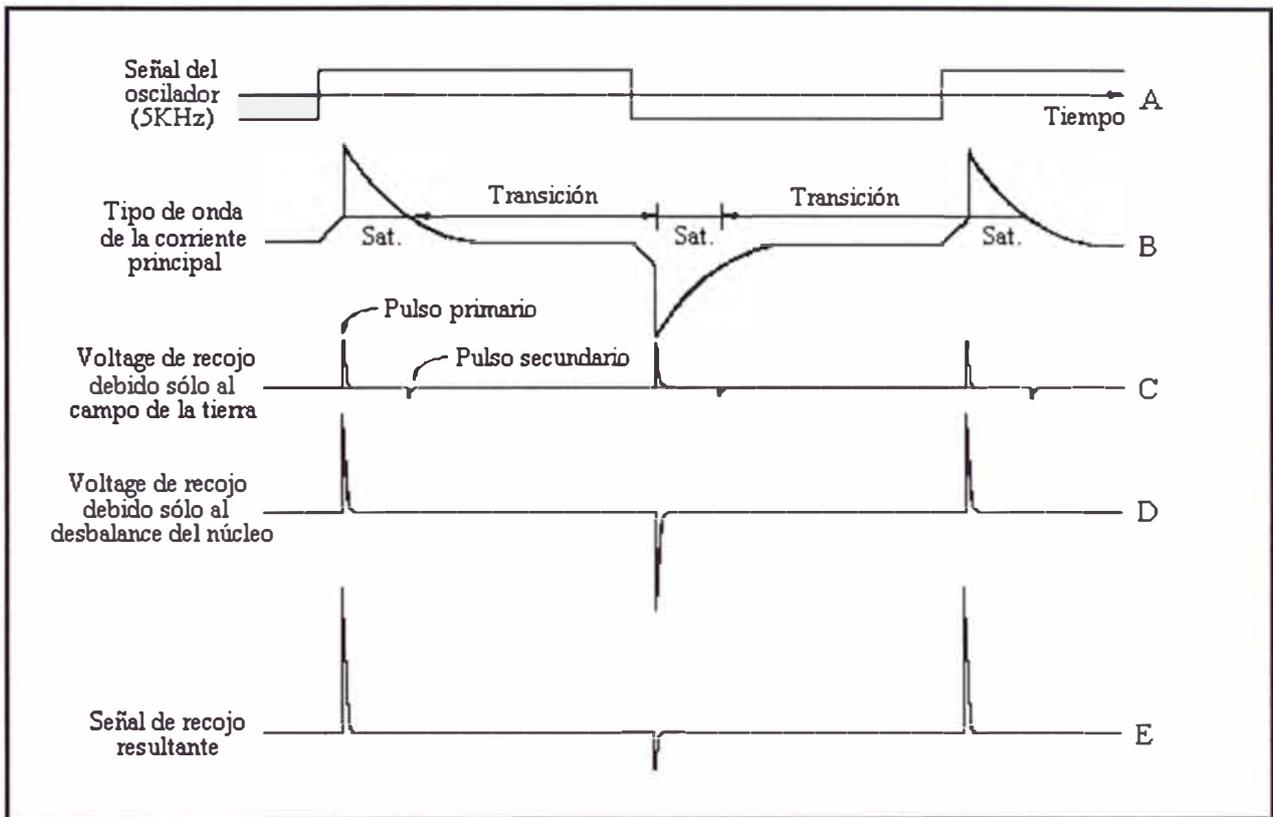


Fig. 11 Señales del magnetómetro

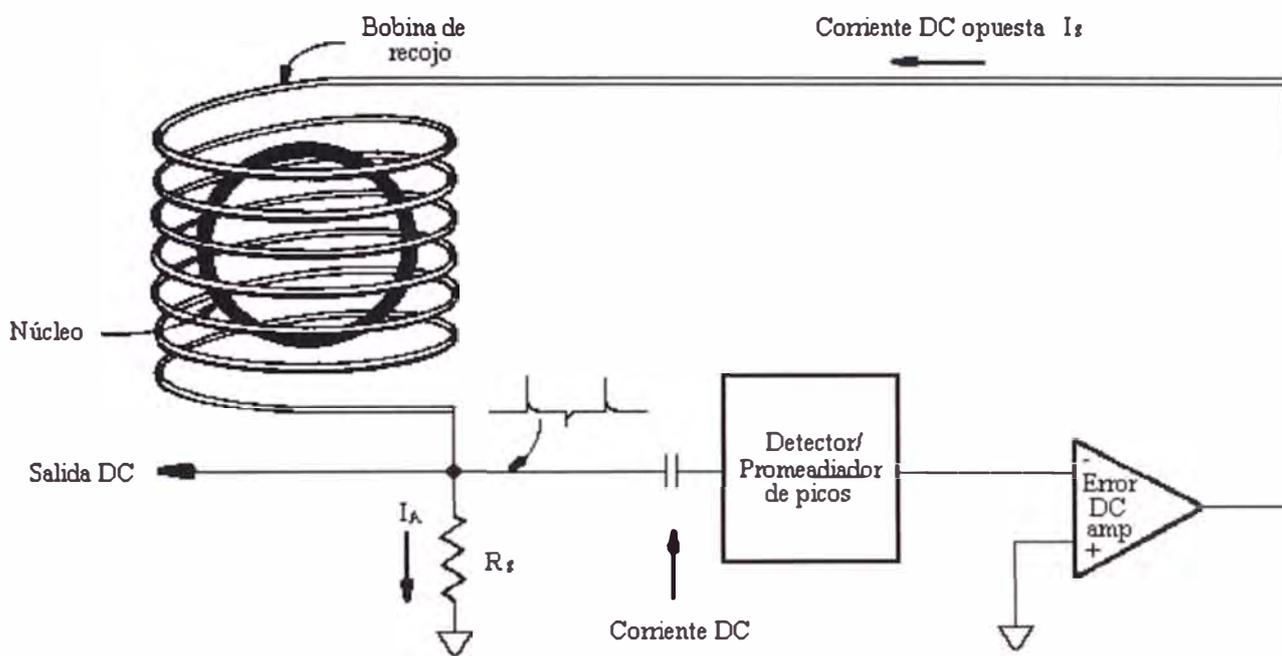


Fig. 12 Detección y anulación del campo de la tierra

de la salida de la bobina de recojo. Cuando el campo de la tierra ha sido anulado, el tren de pulso de la segunda armónica está ausente. La corriente de retroalimentación se pasa a través de un resistor sensitivo (R_S) colocado en serie con la bobina de recojo. Por lo tanto la magnitud y polaridad del voltaje DC a través del resistor son una medida directa de la magnitud y dirección de la componente del campo de la tierra a lo largo del eje de la bobina de recojo.

Los magnetómetros flux-gate en el caso real no usan esta aproximación de medida directa lo cual conduce a señales ruidosas en el caso de campos de baja intensidad. En vez de eso, la bobina primaria se desbalanceada de tal modo como para inducir un tren de pulso bipolar simétrico constante en la bobina secundaria que aumenta a la señal inducida del campo de la tierra. La señal aumentada es relativamente mayor y se mantiene significativamente encima del nivel de ruido.

Esto se logra del siguiente modo:

La mitad del núcleo se "desbalancea" relativo a la otra mitad colocando un resistor en paralelo con él (Fig. 13) de modo que la corriente en el lado A y la corriente en el lado B son distintos. (Esto es la razón para el envolvimiento toroidal en dos partes del núcleo). Este desbalance genera un tren de pulso simétrico en la bobina de recojo que es independiente del campo de la tierra.

La corriente de conducción generalmente es más pequeña a través del lado A del núcleo debido

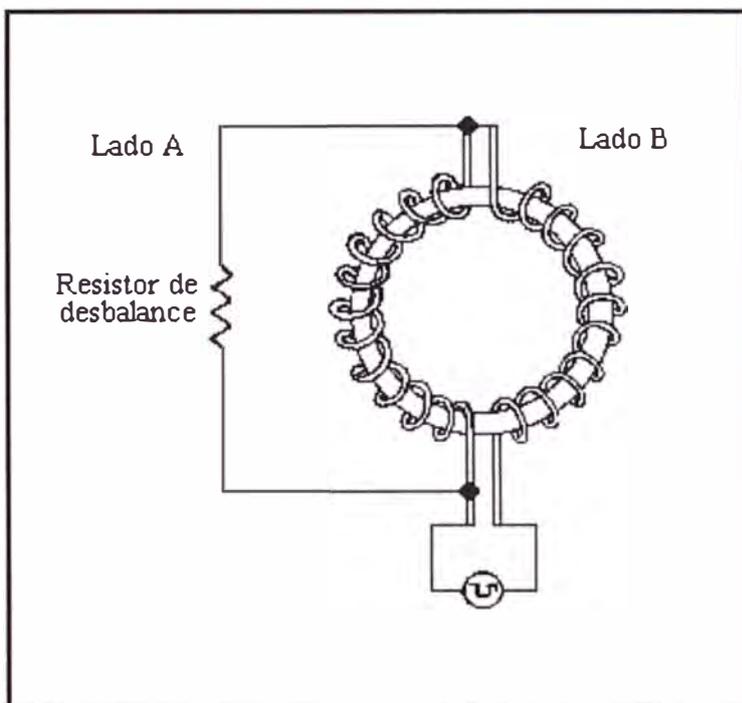


Fig. 13 Núcleo desbalanceado

al resistor agregado en paralelo a bajado su impedancia relativa al del lado B. La mayor corriente de conducción sobre el lado B significa que la velocidad de aumento de flujo en el núcleo es ligeramente mayor sobre ese lado. En consecuencia el lado B va en saturación antes que el lado A. Una vez que el lado B se satura, la tasa de aumento de flujo sobre ese lado del núcleo es bastante pequeña. Por lo tanto, la tasa de aumento de flujo sobre el lado A (si el lado A aún no ha alcanzado su saturación) es completamente grande comparada a la del lado B. El flujo neto encerrado por la bobina de recojo está cambiando rápidamente y aparece un voltaje inducido a través de sus terminales. La polaridad de estos pulsos se invierten cada medio ciclo a través del ciclo de histéresis debido a que la dirección del flujo en el núcleo se invierte.

Con el núcleo desbalanceado de este modo y sin campo de la tierra, la señal en los terminales de la bobina de recojo es similar a la forma de onda en la Fig. 11d. La frecuencia de este tren de pulso es 5 KHz, es decir, igual a la frecuencia de conducción en contraste al tren de pulsos de la segunda armónica generados por la presencia del campo de la tierra. Las amplitudes de los picos positivos y negativos son iguales.

En presencia del campo de la tierra, ambos trenes de pulso son generados. La superposición de las dos señales resulta en

una secuencia de pulso que puede parecerse al de la Fig. 11e.

Sin campo de la tierra, el promedio de las amplitudes de los picos positivos y negativos es cero. En presencia del campo de la tierra este promedio es diferente de cero.

La corriente de retroalimentación necesaria para cancelar el campo de la tierra se determina entonces comparando el promedio de las amplitudes de los pulsos positivos y negativos al potencial de la tierra. La anulación del campo de la tierra se logra cuando las salidas de la bobina igualan los picos positivos y negativos.

Por lo tanto el voltaje de salida es proporcional a la dirección del eje del sensor con referencia al vector magnético. Esta salida es de la forma:

$$V_{fs} \cos\theta$$

donde V_{fs} es el voltaje de la escala completa, y θ es el ángulo entre el eje del sensor y el vector magnético local.

La Fig. 14 es un diagrama de bloque del magnetómetro triaxial, el cual consiste de un circuito oscilador y tres magnetómetros flux-gate de tipo núcleo de anillo. Cada uno de los tres magnetómetros mutuamente ortogonales mide una componente específica del campo magnético de la tierra.

La salida de 20 KHz del oscilador se divide por cuatro. La onda cuadrada simétrica de 5 KHz es amortiguada y aumentada por amplificadores de corriente los cuales conducen la bobina de excitación de cada

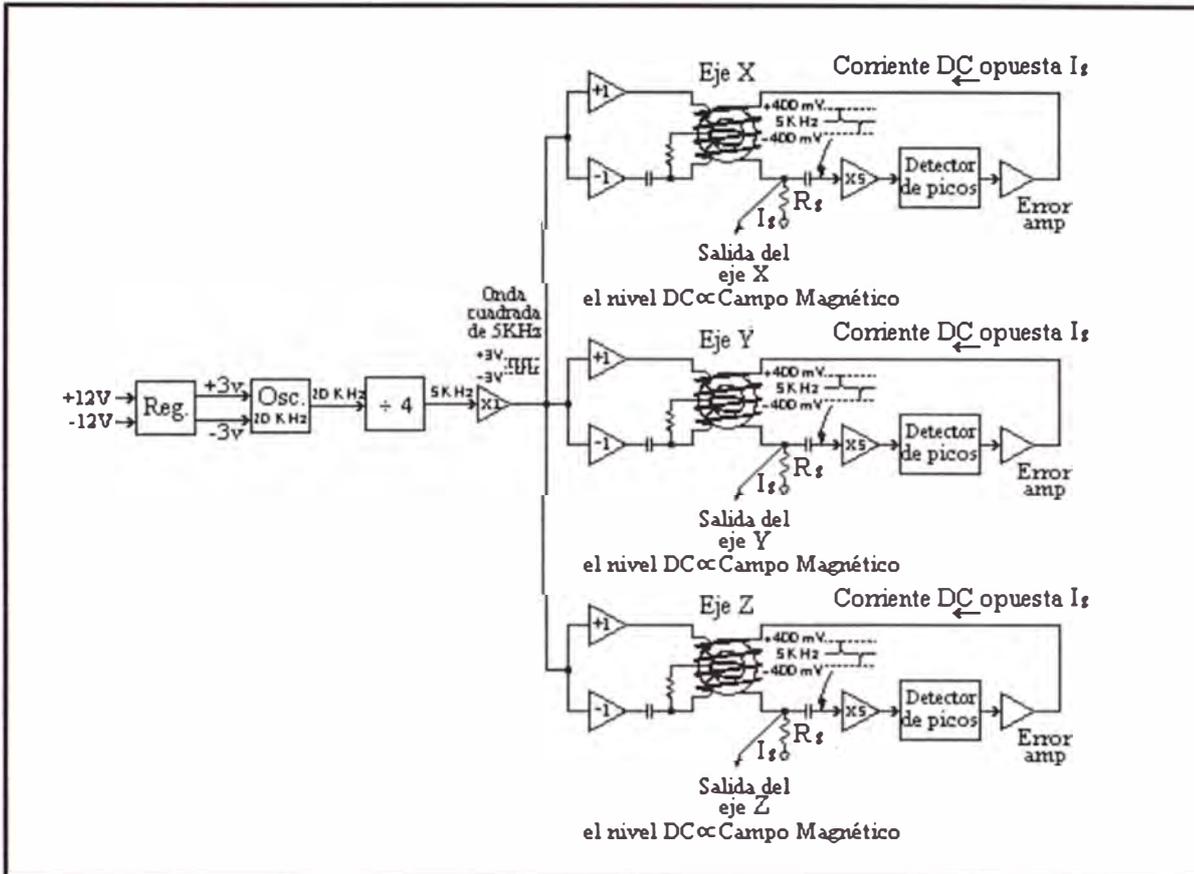


Fig. 14 Diagrama del magnetómetro

núcleo. La señal de recojo es capacitivamente acoplada al detector y amplificador de error de modo que la componente DC no interfiera con la detección de los pulsos. El tren de pulsos es aproximadamente 400mV en amplitud y es simétrico. El amplificador de error chequea continuamente para ver que el campo del ambiente ha sido anulado apropiadamente y hace cualquier ajuste necesario aumentando o bajando la corriente rápida a través de la bobina de recojo. Esta corriente también fluye a través del resistor sensitivo, generando un voltaje proporcional a la componente del campo de la tierra paralela al eje del sensor.

El resistor sensitivo se selecciona durante el ensamblaje de modo que la salida de escala completa sea 5.0 V para un campo de la tierra de 50.5 Kgamma. Esta es la intensidad del campo local en las facilidades de calibración en Sugar Land, Texas. En el cartucho SC-BC, este resistor sensitivo se ajusta para producir solo 4.0 V en escala completa. Esto permite registrar hasta 63.1 Kgamma a 5.0 V en áreas geográficas (latitudes más al norte) donde el campo local es más intenso y puede causar que los sensores se saturen.

2.5. EVOLUCION DE LAS HERRAMIENTAS MWD:

En un principio, el objetivo de las herramientas MWD era proporcionar datos de ubicación del pozo, a fin de poder controlar la trayectoria verdadera de los pozos dirigidos y de este modo obtener un buen ajuste con la trayectoria planeada. La información que se requería eran datos de azimut, inclinación y

tool face en tiempo real. Las primeras herramientas MWD que proporcionaban estos datos pertenecían al grupo de las fat tools (herramientas gruesas), es decir herramientas que se conectaban al resto de la sarta, y por lo tanto no podían ser recuperables. Luego aparecieron las slim tools (herramientas delgadas) que se caracterizan por ser de menor diámetro y además son recuperables con cable, debido a que sólo están sentados dentro del drill collar.

Las herramientas MWD proporcionaban datos bastantes útiles que permitieron perforar pozos que se ajustaban bastante a la trayectoria planeada, además el tiempo de perforación se redujo considerablemente. Pero los cambios estratigráficos inesperados, muchas veces hizo que la zona de interés no se encontrara donde se había pronosticado, entonces surgió la idea de adicionar a la herramienta MWD un sensor de rayos gamma, de modo que permitiera indicarnos si es que estábamos en una lutita o en la zona de interés. Esta modificación fue de bastante utilidad, especialmente para geonavegar dentro del horizonte productivo en pozos horizontales. Es así como a las herramientas MWD se le va agregando otros instrumentos, a fin de medir otros parámetros como resistividad, porosidad, densidad. Esto permitió el desarrollo de la geonavegación, es decir mantener el hueco dentro de la zona de interés. Pero a veces ésta presentaba cambios en buzamiento, y existía el riesgo de salirse de la formación. Por ejemplo en el caso que se usaba detector de gamma ray y se notaba que las cuentas por segundo incrementaban continuamente, era una advertencia de que nos

estabamos acercando a los límites de la zona de interés, pero no nos especificaba si es que estabamos yendo hacia el techo o el piso de la formación. Es así que aparece la necesidad de diseñar herramientas que tomaran lecturas azimutales, es decir que tomen lecturas ya sea de gamma, resistividad o densidad en diferentes direcciones (arriba, abajo, derecha o izquierda de la herramienta). Las compañías operadoras vieron que al usar estas herramientas ya no era necesario hacer una corrida con registros a cable, pues ya se habían tomado los registros mientras se perforaba, de allí que a las herramientas MWD a las cuales se les a adicionado sensores de resistividad, densidad o sónicos se les ha dado el nombre comercial de herramientas LWD (logging while drilling), sin embargo una herramienta que tiene conectado un sensor de gamma ray sigue conservando el nombre de MWD.

2.6. TIPOS DE HERRAMIENTAS:

En el Perú se introdujo la tecnología MWD en 1987, gracias a la compañía Anadrill del grupo Schlumberger. Desde entonces, acá se ha venido utilizado esta herramienta tanto para operaciones de tierra como de mar, en la perforación de pozos de desarrollo, exploratorios, dirigidos e incluso verticales. A nivel mundial, Anadrill actualmente ocupa el primer lugar en la prestación de servicios MWD, LWD y DD (perforación direccional) según un estudio realizado por Schroder & Co. Por lo tanto las herramientas MWD que describiremos a continuación son las que ofrece dicha compañía por ser las más representativas y de mejor tecnología.

Estos sistemas MWD proporcionan medidas direccionales, asimismo sirven para poder transmitir en tiempo real los parámetros petrofísicos recogidos por las herramientas LWD a las que se encuentra conectado. Anadrill cuenta con cinco herramientas MWD, cuatro de las cuales (Sharp, Slim1, PowerPulse e Impulse) emplean telemetría de pulso de lodo y la restante (Viper) utiliza telemetría a cable. De estas herramientas, las que han sido corridas en el Perú son el Slim1 y el PowerPulse.

2.6.1. VIPER:

La herramienta VIPER se desarrolló debido a que había la necesidad de un dispositivo integrado que trabajara con tubería flexible para operaciones de hueco reducido y reentry. La herramienta VIPER es una herramienta de 2 7/8 pulg. que usa un cable para transmitir los datos a superficie.

El VIPER puede medir la dirección e inclinación (D&I), rayos gamma, presión externa, presión interna, detectar las uniones de casing e indicar el "stalling" (trabamiento) del motor.

Debido a que la tubería flexible tiene tendencia a pandearse, es imposible tener un dato preciso de la profundidad con solo medir la longitud de la tubería que ha sido desenrollada. Ante esta dificultad, el VIPER utiliza un localizador de uniones de casing (CCL) para proporcionar una medida exacta de la profundidad de la broca mientras se está en hueco entubado. Esta es una medida esencial

cuando se desea moler una ventana en el casing.

Asimismo el VIPER cuenta con dos sensores de presión. Uno mide la presión anular y el otro mide la presión dentro de la tubería. La presión anular se usa para controlar la densidad del fluido en el anular. Un aumento de los recortes de perforación en el anular tiene el efecto de incrementar la densidad, lo cual puede matar al pozo durante una perforación underbalance. La presión anular puede monitorearse para dar una indicación de posibles problemas en el hueco debido a una limpieza insuficiente o a la existencia de hoyos inestables. Los datos de los sensores de presión se emplean para calcular la presión diferencial a través del motor PowerPak.

El VIPER usa telemetría a cable, lo cual le permite tener mayores velocidades de transmisión de datos. El cable se instala en superficie dentro de la tubería flexible usando el sistema inyector de cable sin que haya la necesidad de desenroscar la tubería. Para conectar el cable a la herramienta de un modo fácil y rápido se emplea un wet-connect. La telemetría a cable, permite usar el VIPER en situaciones donde no trabajaría la telemetría de pulso de lodo, por ejemplo cuando se emplean fluidos aireados. Este sistema de telemetría a cable provee velocidades de transmisión de datos insuperables para una amplia variedad de condiciones de perforación.

Las partes principales de esta herramienta son:

- Tubería flexible y cable.
- Sección de telemetría y de poder.
- Sensor de rayos gamma (GR).
- Sensor de dirección e inclinación (D&I).

2.6.2. Slim1:

La herramienta Slim1 se introdujo en 1990 para permitir que los servicios MWD básicos (sólo información direccional) se hicieran con una herramienta pescable, reconfigurable, de bajo costo y que pudiera usarse con una amplia variedad de tamaños de drill collar (2.06 pulg. a 9 5/8 pulg. de OD)

Las principales características de esta herramienta es que es completamente recuperable del pozo, tiene la misma precisión que los MWD convencionales, se puede transportar en camionetas pickups y helicópteros, no necesita modificaciones del equipo, es fácil de armar, su diseño es simple, es fácil de operar y tiene disponible un modo de grabación para multishots magnéticos.

La herramienta mide 1 3/4" de diámetro y puede instalarse en un drill collar no magnético standard. La herramienta se puede recuperar mediante slick line, permitiendo ahorrar tiempo de equipo en caso de falla, o cuando se requiera cambiar el modo de operación, o cuando se pega la sarta. El nuevo tipo de baterías tiene capacidad para 300 horas en modo básico y 200 horas con gamma ray.

El sistema completo, incluyendo la herramienta en si y el equipo de superficie, pesa menos de 1050 libras (475 Kg) lo que le permite ser transportando en helicópteros o pick up. La instalación toma sólo un par de horas y la mayoría de esto se hace lejos de la mesa rotería, sin perturbar la operación rutinaria de perforación.. La herramienta se puede correr en cualquiera de los cuatro modos, lo cual se hace programando en superficie. Los cuatro modos de operación son: rotando, coreando, tool face, multishot. Se pueden tomar surveys direccionales en cualquier momento con solo variar la presión del stand pipe en una cantidad predeterminada.

Los beneficios potenciales de esta herramienta es que mejora el control direccional y reduce el riesgo de problemas usando drill collars no magneticos API, minimiza el riesgo de perdida del equipo en el hueco, es completamente recuperable para eliminar viajes, reduce los problemas de logística, reduce el tiempo de stand by antes y después del trabajo, elimina la necesidad de servicios multishot magnéticos extras.

El Slim1 hace las siguientes mediciones: azimut del hoyo, inclinación del hoyo, tool face gravimétrico o magnético, temperatura del lodo, esfuerzos del campo magnético y gravitacional, ángulo dip magnético así como rayos gamma de formación (opcional).

La herramienta Slim1 usa telemetría de pulso positivo para transmitir los datos a superficie. Los datos se transmiten mediante

pulso de lodo, por el interior de la sarta de perforación a una velocidad de 1 bit por segundo, dando lecturas continuas de tool face cada 12 segundos. El pulsador no requiere energía eléctrica, sino que se activa usando el torque generado por el flujo de lodo.

Los principales componentes del Slim1 son:

- el pulsador (SMA),
- el sensor de rayos gamma (GR),
- el sensor de dirección e inclinación (D&I),
- el módulo electrónico (SEA)
- el modulo centralizador, y
- el módulo de batería.

2.6.3. SHARP:

SHARP son las siglas en inglés de Plataforma Recuperable y Adaptable para Hueco Reducido. La herramienta fue diseñada para operar con dog legs grandes y en ambientes de alta temperatura. Hasta enero de este año (1999), se había registrado más de 11000 horas de trabajo de la herramienta en ambientes cuyas temperaturas eran superiores a 149 °C (300 °F). El SHARP a mejorado la detección de señales y ha aumentado la flexibilidad de programación. El SHARP es recuperable y reconfigurable y tiene la capacidad de una transmisión de datos más rápida.

La herramienta SHARP puede usarse en drill collars que varían desde 4 3/4 de pulg. hasta 9 5/8 pulg. o tan pequeños como 2 3/8 pulg. (SHARP-XS) pero a este tamaño no son recuperables, ni tampoco se pueden reconfigurar teniendo la herramienta en el fondo.

El SHARP puede entregar medidas direccionales (inclinación, azimut, toolface gravimétrico o magnético) de rayos gamma y resistividad ARC5 tanto en tiempo real como en modo grabado.

La herramienta SHARP usa telemetría de pulso positivo para transmitir los datos a superficie. Los surveys se toman variando la presión del stand pipe o programando la herramienta para que entregue autosurveys cada cierto tiempo.

Una de las mejoras que se ha logrado con esta herramienta, es que la batería puede colocarse encima o debajo del electrónico, lo cual permite que los sensores estén lo más cerca posible a la broca. Asimismo, el SHARP puede mantener todos los datos que han sido grabados a pesar de que la batería haya alcanzado su máximo tiempo de vida (300 horas)

El uso de esta herramienta está permitiendo la perforación de pozos de radio ultra corto, con un dog leg de hasta 145° / 100 pies (radio de 40 pies).

Los principales componentes de la herramienta SHARP son:

- pulsador (SMA),
- sensor de dirección e inclinación (D&I),
- sensor de rayos gamma (GR),
- ensamble del electrónico (SHEC),
- ensamble de la batería (SHBA), y
- el ensamble de orientación (SHOA)

2.6.4. PowerPulse:

La herramienta PowerPulse (M10) se diseñó y desarrolló debido a que había la necesidad de

una herramienta con mayor confiabilidad, menores costos de mantenimiento, mayor velocidad de transmisión, ahorrar tiempo de equipo y como un reemplazo para el M3. Otras ventajas de diseño del PowerPulse incluyen su menor longitud, no hay cableado de collares, frecuencias de operación variables, mayor resistencia a la vibración, mayor rango de flujo y un mayor caudal de flujo máximo.

La herramienta puede configurarse estando en el fondo, sin necesidad de hacer viajes por este propósito. Estos seteos, nos permiten elegir que datos tomarán la herramienta de acuerdo a las necesidades de perforación y de registro.

Las medidas direccionales pueden hacerse mientras se está rotando, lo cual significa una mejora en el control direccional y un ahorro en el tiempo de equipo.

Esta herramienta se caracteriza por transmitir de manera rápida los datos a superficie. Su velocidad de transmisión es 12 bytes por segundo y emplea telemetría de onda continua para la transmisión de datos.

Las partes principales de esta herramienta son:

- drill collar M10 (MDC),
- ensamble modulador (MMA)
- sensor de dirección e inclinación (D&I),
- sensor de rayos gamma (GR),
- ensamble del electrónico (MEA) y
- ensamble de la turbina (MTA).

2.6.5. IMPulse:

La herramienta IMPulse es una versión pequeña de la herramienta PowerPulse. Se diseñó y desarrolló para tomar MWD y LWD en huecos reducidos. Esta herramienta proporciona medidas en tiempo real de dirección e inclinación en huecos que van desde 5 3/4 pulg. hasta 6 3/4 pulg.

Las mejoras de diseño de la herramienta incluyen que es compatible con otras herramientas de LWD para hueco reducido. Se puede combinar con el sustituto de densidad/neutrón de 4 3/4 pulg. para brindar el servicio de evaluación de formación en tiempo real (VISION 475). De igual modo se le puede conectar la herramienta ARC5 de 4 3/4 pulg. para proporcionar medidas de resistividad a diferentes profundidades de investigación.

Los sensores direccionales del IMPulse están a solo 11.3 pies de la base de la herramienta. En combinación con el sustituto VPWD de 4 3/4 pulg., el IMPulse puede entregar datos de presión anular e interna en tiempo real. El sustituto VPWD también puede proveer al IMPulse energía de batería, lo cual significa que es posible tomar perfiles mientras se está saliendo del hueco.

La herramienta IMPulse puede tomar medidas direccionales, de resistividad compensada por efecto de hoyo, de rayos gamma azimutales y otros parámetros.

El IMPulse usa telemetría de onda continua para transmitir los datos a superficie. Su velocidad de transmisión es de 3 bits por

segundo. Los principales componentes de esta herramienta son:

- detector de rayos gamma (GR),
- sensor de dirección e inclinación (D&I)
- sección de potencia y telemetría, y
- antenas de resistividad.

3. LAS HERRAMIENTAS LWD

3.1. CONCEPTOS:

Las herramientas de perfilaje mientras se perfora (LWD) han sido desarrolladas para adquirir datos petrofísicos básicos "durante la perforación" y para reducir el tiempo que se emplea en los viajes de un perfilaje a cable. Las herramientas LWD con sensores azimutales proveen información adicional sobre la distribución azimutal de las propiedades petrofísicas alrededor de la herramienta. Cuando estos sensores LWD se poseen cerca a la broca, en combinación con los sensores direccionales, pueden hacerse correcciones en tiempo real a las trayectorias de los pozos. Esto permite al perforador evitar obstáculos, guiar la broca dentro de las partes más apropiadas del reservorio y navegar la broca a lo largo de una capa delgada.

Antes de 1991, los pozos horizontales se perforaban "geométricamente": se navegaban a lo largo de una ruta predeterminada para interceptar objetivos geológicos relativamente grandes. Al usar técnicas basadas en información "durante la perforación", el perforador ahora puede monitorear el avance de la broca a través del reservorio y ajustar su dirección cuando sea necesario. Muchos desarrollos han facilitado el crecimiento de la perforación horizontal, pero son estas tecnologías de tiempo real, y la navegación de la broca las que han producido los avances más espectaculares.

3.2. PARAMETROS PETROFISICOS Y HERRAMIENTAS

Las herramientas LWD de rayos gamma y resistividad fueron introducidas a mediados de los ochentas, y se usaron principalmente para hacer correlaciones. La evaluación de formación con las herramientas LWD llegó a ser posible después de unos años, con el desarrollo en las herramientas de resistividad y porosidad. Estas herramientas permitieron que se pudiera navegar pozos horizontales dentro de un reservorio mediante el monitoreo de las lecturas que indicaban la proximidad a los límites superior o inferior de la formación.

Las imágenes de las herramientas LWD pueden que no ofrezcan la misma resolución de las medidas a cable, pero se obtienen mucho antes en el proceso de perforación y por lo tanto proveen medidas más precisas de la formación antes que ocurra la invasión y que el hoyo se vuelva rugoso. Cuando la invasión prosigue, puede usarse los cambios observados en las medidas LWD con respecto al tiempo para inferir la permeabilidad de la formación. Las medidas LWD también permiten al perforador ver los límites de la formación cuando la herramienta los cruza y determinar el dip de la formación en tiempo real. Y lo más importante es que se han desarrollado configuraciones de sensores especiales para ayudar a la navegación en tiempo real de la broca.

3.2.1. Resistividad LWD:

Los sensores de resistividad que se usan en LWD corresponden a las herramientas de inducción y laterolog que se usan con cable. Las equivalentes a las herramientas de

inducción son las herramientas de propagación: CDR y ARC5.

El equivalente de las herramientas laterolog es la herramienta RAB. Esta herramienta, además de entregarnos resistividad de formación, nos provee imágenes cuantitativas de la roca a partir del cual es posible obtener el dip y otra información geológica. Asimismo, nos puede proporcionar una medida cualitativa de resistividad cuando se usa lodo base aceite (OBM) para aplicaciones de geostopping tales como identificación de puntos de coreo o de sentada de casing.

3.2.1.1 Herramienta de Resistividad en la Broca (RAB)

La herramienta de resistividad en la broca (RAB) toma medidas de resistividad lateral. Como herramienta de evaluación de formación, tiene uso en pozos que se perforan con lodos conductivos. Sin embargo puede usarse en lodos base aceite (OBM) para lograr un adecuado posicionamiento del hoyo. Esta herramienta provee hasta cinco medidas de resistividad. Además cuenta con un detector scintillation para medir los rayos gamma. El RAB también proporciona medidas azimutales de resistividad y de rayos gamma.

La herramienta RAB está disponible en dos tamaños: 6 3/4 pulg. para correr en hoyos de 8 1/2 pulg. ó 9 7/8 pulg. , y de 8 1/4 pulg. para usarlo en hoyos de 12 1/4 pulg.

El principio de operación de esta herramienta es como sigue: una corriente, conducida a lo largo del cuerpo conductivo de la herramienta, entra a la formación vecina que se encuentra al frente de la herramienta dependiendo de la conductividad de la formación. La medida lateral hecha por esta herramienta se calcula de la diferencia de la corriente que fluye entre dos puntos sobre el eje de la herramienta. Esta diferencia de corriente se iguala a la cantidad de corriente que ha dejado la herramienta y que ha entrado a la formación en este intervalo.

Las medidas de resistividad lateral enfocada del RAB son precisas y de alta resolución (aproximadamente 2 pulgadas) y se emplean para evaluación de formación. Estas medidas se adquieren usando el transmisor superior de la herramienta y un electrodo tipo anillo que mide 1 1/2 pulg. de altura y que se encuentra ubicado a 3 pies encima del extremo inferior del RAB. La profundidad de investigación de esta resistividad enfocada (conocida también como resistividad anillo) es de aproximadamente 22 pulgadas.

Cuando el RAB se conecta directamente a la broca, tenemos que la parte inferior de la herramienta y la broca en si funcionan como un electrodo de medida.

La medida que se obtiene es la resistividad en la broca y tiene su punto de medida en el punto medio de este electrodo y una resolución vertical casi igual a la longitud del mismo (aproximadamente 2 pies). La resistividad en la broca es útil para una rápida identificación de que se ha penetrado un horizonte diferente, y por lo tanto se usa con frecuencia para detener la perforación en los puntos de sentada de casing o de coreo. A este procedimiento se le conoce como geostopping.

En adición a la medida de resistividad lateral enfocada y a la medida de resistividad en la broca, la herramienta RAB emplea una camisa de botones para proveer tres medidas adicionales de resistividad lateral enfocada de alta resolución, la misma que es útil para evaluación de formación. Los tres electrodos de botón miden aproximadamente 1 pulg. de diámetro y se encuentran instalados en la camisa. El esparcimiento longitudinal de estos botones permite obtener una combinación sofisticada de medidas de resistividad, a diferentes profundidades de investigación (1, 3 y 5 pulg.), en una imagen alrededor del hoyo. Estas medidas se hacen directamente en frente de los botones, cada uno de los cuales provee un perfil de resistividad azimutal

alrededor del hueco cuando la herramienta rota. Los cálculos de dip de formación de cada una de las tres medidas azimutales se lleva a cabo en el fondo, y solo el valor del ángulo dip y del azimut se envían a superficie en tiempo real usando el sistema de telemetría de pulso de lodo del PowerPulse. Los datos de imagen completa se recupera de la memoria de la herramienta cuando ésta se saca a superficie.

3.2.1.2 Herramienta de Resistividad Compensada (ARC5)

La herramienta de Resistividad Compensada de 4 3/4 pulg. fue desarrollada para tomar perfiles de resistividad durante la perforación de pozos de hoyo reducido. Esta herramienta permite a los operadores tomar ventaja de los bajos costos de perforación y de completación asociados con huecos más pequeños.

La herramienta ARC5 se alimenta con energía de batería y puede operarse en modo de memoria. Si se combina con el Slim1 y el SHARP, es posible contar con algunos datos en tiempo real. Para tener una transmisión completa de datos en tiempo real se usa el IMPulse.

Las medidas de resistividad a diferentes profundidades de investigación, se logran mediante propagación electromagnética de alta frecuencia.

La herramienta ARC5 opera a 2 MHz y tiene tres transmisores encima del par de receptores y dos debajo, haciéndola una herramienta corta y fuerte. Cada transmisor emite secuencialmente hacia la formación una onda electromagnética de 2 MHz. En el par de receptores se mide la diferencia de cambio de fase y de atenuación, resultando hasta 10 profundidades de investigación de resistividades compensadas por efecto de hoyo (BHC). La compensación por efecto de hoyo es importante porque reduce significativamente los efectos de rugosidad de hoyo. Para lograr la compensación por efecto de hoyo, el ARC5 combina linealmente las medidas de tres transmisores.

3.2.1.3 Herramienta de Resistividad Dual Compensada (CDR)

La herramienta CDR provee una resistividad de onda electromagnética de 2 MHz compensada por efecto de hoyo, con dos profundidades de investigación que se obtienen midiendo los cambios de fase (Rps) y amplitud (Rad).

La herramienta CDR también mide rayos gamma, presión anular mientras se perfora (APWD) y choques.

Los datos pueden transmitirse en tiempo real, o se pueden grabar. Hay una continua grabación de los datos debido a que la herramienta está alimentada con baterías.

3.2.2. Porosidad y litología LWD:

Las herramientas de densidad/neutrón LWD, contienen fuentes radiactivas que emiten rayos gamma (herramienta de densidad) y neutrones (herramienta de porosidad neutrón) y proveen datos de densidad de formación, porosidad y litología. Estas propiedades pueden usarse para calcular saturación y volumen de hidrocarburos.

Las consideraciones de seguridad dictaminan que no debe haber posibilidad de que las fuentes se pierdan en el fondo del hoyo, por lo cual los diseñadores de herramientas se han empeñado en minimizar los riesgos asociados con correr fuentes radiactivas dentro del pozo. El sistema tiene seguridad debido a que las fuentes radiactivas pueden ser pescadas por el interior de la sarta. Este método de instalar las fuentes radiactivas asegura que nunca se pueden perder en el hoyo y que se pueden recuperar en caso que el BHA llegara a pegarse.

3.2.2.1 Herramienta de Densidad Neutrón Compensada (CDN)

La herramienta de Densidad Neutrón Compensada (CDN) fue la primera herramienta que hizo medidas de densidad y neutrón durante la perforación (1987). Esta herramienta provee medidas básicas de porosidad neutrón compensada, de densidad de "rayos gamma" y medidas adicionales de absorción fotoeléctrica y caliper ultrasónico. El caliper mide la separación a la formación que se

encuentra frente a los filos del estabilizador, la misma que se usa para calcular las dimensiones del eje largo y corto del hueco, y para corregir las medidas de densidad y porosidad por efectos de hoyo. Una medida secundaria del sensor ultrasónico permite la detección de gas libre en el hoyo. El gas libre se ve como ecos adicionales originados en la interfaces de la placa del tool face y del fluido del hoyo.

3.2.2.2 Herramienta de Densidad Neutrón Azimutal (ADN)

Un desarrollo reciente de los principios de perfilaje densidad/neutrón es la combinación de medidas convencionales hechas sobre el estabilizador rotando con una medida de la posición relativa del estabilizador en el hoyo. Las medidas de densidad/neutrón hechas en cuadrantes del hueco pueden promediarse para proveer medidas independientes del techo y del piso del hueco así como del lado izquierdo y derecho del mismo.

En general es de esperarse que las medidas "inferiores" den los datos más confiables, debido a que el alejamiento del sensor será mínima en esta posición. La comparación de las medidas de los cuadrante permite el control de calidad de los datos, y da una indicación de la forma y estabilidad del hueco. Cuando la herramienta se corre estabilizada en una sección horizontal, y la separación de

la herramienta a las paredes del hoyo es pequeña, pueden interpretarse las medidas del techo y del piso para determinar si la herramienta está pasando a través de un límite de ángulo somero.

3.2.2.3 Herramienta ISONIC

La herramienta sónica durante la perforación (ISONIC) está disponible para mejorar la interpretación de porosidad y litología. Al igual que las otras mediciones LWD, las medidas de intervalo de tránsito sónico ISONIC se hacen antes de que la invasión y el daño del lodo puedan afectar la formación, lo cual representa una mejora con respecto a las herramientas a cable en este aspecto. Estas medidas de herramientas sónicas son mejores debido a que ellas se toman antes de que ocurra el hinchamiento de las arcillas, y antes de que se produzca un lavado.

El ISONIC provee una medida del tiempo requerido para que una onda compresional de sonido atraviese un pie de formación (Δt). El "delta de t" es el recíproco de la velocidad de la onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito para una formación dada depende de su litología, porosidad y esfuerzo efectivo. Si se conoce la litología, puede usarse los datos del ISONIC para generar un registro de porosidad. A menudo se emplea la Integración del Tiempo de

Transito sónico (ITT) para interpretar o actualizar registros sísmicos.

Los tiempos de tránsito compresionales disponibles en superficie pueden usarse para evaluar las zonas de interés antes que ocurra daño al hoyo o a la formación. También se pueden combinar con densidad LWD para calcular un sismograma sintético durante la perforación, el mismo que se puede usar para correlacionar con las reflexiones observadas sobre la sección sísmica de superficie. El Δt en tiempo real es una variable valiosa en el cálculo de presiones porales.

El ISONIC está disponible en dos tamaños, 8 1/4 pulg. y 6 3/4 pulg. La herramienta de 8 3/4 pulg. puede correrse en tiempo real con un PowerPulse de 9 1/2 pulg. Asimismo, el ISONIC puede correrse en modo de grabación. Independientemente del modo en que se corra (tiempo real o modo de grabación), se recomienda que al atravesar rocas duras, la herramienta se encuentre a una distancia mínima de la broca de 60 pies, para asegurar que el ruido de perforación sea mínimo.

3.3. PROCESAMIENTO Y TRANSMISION DE LOS DATOS LWD

Las herramientas recientemente introducidas tales como las herramientas RAB, ADN e ISONIC generan más datos que las herramientas previas. Al respecto se tiene una desventaja inherente a las

herramientas LWD que envían datos codificados a superficie mediante pulsos de presión en la columna de lodo - una técnica que provee un ancho de banda limitado para transferencia de datos. Por ejemplo, cada uno de los tres electrodos azimutales del RAB toma 56 medidas por rotación (además de las resistividades en la broca y resistividad anillo), y la codificación de cada medida requiere muchos bits binarios. Pero la máxima velocidad de transmisión de los sistemas de telemetría por pulso de lodo, tales como la herramienta PowerPulse de Anadrill, sólo es de casi 12 bits por segundo.

La solución es grabar todos los datos en la memoria del fondo, la misma que puede leerse cuando se saca la herramienta a superficie, y sólo usar el sistema de telemetría de pulso de lodo para transmitir a superficie, en forma abreviada, únicamente los datos más útiles. Por ejemplo, los datos sónicos grabados en el fondo por la herramienta ISONIC consta de ondas completas recibidas en cuatro receptores. Estas ondas se procesan en el fondo para dar tiempos de tránsito compresional, los cuales son los que se transmiten a superficie. Sin embargo, las ondas completas se mantienen disponibles en la memoria de fondo. De manera similar, los datos RAB de fondo se reducen en número al promediar las 14 medidas azimutales tomadas cada 90° durante la rotación de la herramienta, y a superficie se envían una sola medida por cada cuadrante. Las lecturas de cuadrantes del ADN también se envían a superficie después de promediar las lecturas hechas alrededor del hoyo.

El propósito por el cual se está corriendo el LWD, determinará que datos se envían a superficie en tiempo real vía telemetría de pulso de lodo y cuales se graban en la memoria.

Los sistemas de telemetría usados para transmitir datos a la superficie también pueden llevar comandos desde la superficie hasta las herramientas de fondo. Por lo tanto, el ingeniero LWD puede reprogramar las herramientas sin necesidad de sacar ésta a superficie.

4. LAS HERRAMIENTAS MWD/LWD EN EL PERU

4.1. INNOVACIONES:

El 28 de Enero de 1987, se corrió por primera vez una herramienta MWD en un pozo del Perú. Desde aquella fecha, han transcurrido 12 años en que las actividades de perforación han mostrado cambios bastante significativos. O dicho de otro modo, se ha logrado "innovar la perforación de pozos mediante el uso de estas herramientas".

Aquel primer servicio de MWD se realizó en las secciones hold y drop del hueco de 12 1/4" de un pozo direccional tipo S. Allí se usó una herramienta MWD de 8", la cual sólo entregó surveys direccionales en el intervalo comprendido entre 1941' a 7443'. Algunos datos adicionales de este pozo se muestran a continuación:

KOP : 938'

Build Section : 938' - 1561' con un BUR de 2.8 °/100 ft

Hold Section : 1561' - 5345' con un ángulo promedio de 18°

Drop section : 5345' - 7460' con un drop rate promedio de 0.76°/100 ft

Profundidad final: 9750'

Para confirmar la precisión de la herramienta, se tomó varios surveys a una misma profundidad y se observó que existía repetitividad en las lecturas obtenidas, esto permitió destacar la confiabilidad de las mediciones tomadas por el sistema MWD que se estaba empezando a usar.

En este primer servicio, se logró reducir drásticamente el tiempo de perforación, pues sólo se necesitó de 3 a 4 minutos para tomar cada survey. El operador mostró su satisfacción debido a que dicho pozo significó un record de perforación de la época, lográndose perforar 9750 pies en 15.1

días. Asimismo, los costos totales de perforación y completación estuvieron en el orden del 22.7% por debajo que el costo estimado.

Además, el uso del MWD en este pozo tuvo una aplicación indirecta, debido a que permitió detectar con anticipación un wash out que se había presentado lo que, por consiguiente, evitó que se produzcan problemas posteriores.

Siguiendo a este exitoso servicio, se continuó con el uso de la herramienta MWD en la perforación de pozos dirigidos. Las operaciones de perforación empezaron a mostrar ciertos cambios, pues ya no era necesario esperar hasta que se revele la película del single shot para saber donde se encontraba la broca. Ahora solo bastaba con mirar el monitor instalado en la consola del perforador para tener conocimiento de los parámetros direccionales del hoyo. Estas mediciones en tiempo real, permitían corregir en forma oportuna la trayectoria del pozo cuando el caso lo requería.

En Julio de 1993, la industria petrolera del Perú nuevamente experimenta un giro tremendo con la introducción de la perforación horizontal, la misma que fue posible gracias al uso de la tecnología MWD. Este primer pozo horizontal significó una innovación en las actividades de perforación. Dentro de la sarta de perforación se había instalado una herramienta que entregaba lecturas de rayos gamma y de resistividad en tiempo real. A estas herramientas, que se encuentran acopladas al MWD, se les denomina herramientas de perfilaje durante la perforación o LWD (logging while drilling). Los parámetros petrofísicos obtenidos en tiempo real permiten mantener el tramo

horizontal dentro de la zona de interés. Es decir, que ya no se seguía una trayectoria predeterminada como se hacía anteriormente, sino que el curso del pozo iba cambiando de acuerdo a las características litológicas que se iban encontrando.

Desde entonces hasta la fecha, se han perforado 18 pozos horizontales, los cuales en conjunto totalizan 25332 pies de tramo horizontal perforado, siendo el máximo alcance horizontal logrado de 2060 pies (Julio de 1996). El hoyo horizontal en todos los casos ha sido hecho con broca de 6" y la ventana de navegación ha variado, desde un mínimo de 9 pies hasta un máximo de 72 pies. Para geonavegar, únicamente se ha venido usando un sensor de rayos gamma, el mismo que se encuentra acoplada a la herramienta MWD (Slim1) y emplea la telemetría de este para transmitir sus lecturas a superficie en tiempo real. El uso de este sensor es debido a que la arena de interés en estos pozos presenta lecturas de rayos gamma promedio de 30° API, mientras que las capas adyacentes (lutitas) muestran valores alrededor de 95° API, por lo cual ha sido muy fácil determinar si es que nos estabamos saliendo del horizonte productivo. Además el buzamiento que muestran estas formaciones es mínimo (casi 2°), lo que ha permitido un adecuado control de la trayectoria del hueco dentro del tramo horizontal.

Al respecto, es necesario aclarar que todos estos pozos horizontales han sido perforados en la selva norte, para lo cual funciona lo anteriormente descrito. En el caso de los proyectos de perforación de pozos horizontales en otras áreas, es necesario tener en cuenta las características de

las formaciones adyacentes a la zona productiva, para así poder elegir apropiadamente la herramienta de perfilaje en tiempo real que se usará durante la geonavegación. A fin de tener una idea general, podemos decir que para distinguir la zona de interés del acuífero, se recomendaría usar una herramienta de resistividad o si quisiéramos detectar fracturas en chalk podría usarse rayos gamma y si se desearía navegar dentro de carbonatos, lo ideal sería usar una herramienta neutrón. Pero debe considerarse que la elección de la herramienta LWD para navegar obedece a muchas consideraciones tanto técnicas como económicas.

Así tenemos, que el año pasado (Julio de 1998) se corrieron en el Perú herramientas MWD y LWD de la más moderna tecnología, debido a que los objetivos técnicos de dicho proyecto justificaban el aspecto económico del mismo. En dicho pozo se requería la toma de datos petrofísicos bastante significativos para usarlos en el cálculo de reservas. Se corrieron herramientas de resistividad (RAB) y sónicas (ISONIC) en modo grabación. Las ventajas comparativas de estas herramientas LWD, fue que las lecturas petrofísicas para evaluación de formación se tomaron antes de que se produzca una severa invasión en la formación, debido a que el perfilaje se hacía a medida que avanzaba la perforación. Los datos adquiridos se grabaron en la memoria de la herramienta, y luego se descargaron al computador cuando el LWD salió a superficie.

El costo de estas herramientas LWD no permite que aún puedan ser usados en pozos de desarrollo. Sin embargo, en la campaña de perforación

exploratoria que se está haciendo actualmente en la costa afuera del Perú, vendrían a ser una buena alternativa con respecto a las herramientas de perfilaje a cable. Por un lado tendríamos que las lecturas petrofísicas serían mucho más representativas debido a que se tomarían antes que se produzca daño a la formación. Por otra parte, si consideramos que el costo por equipo de perforación (barco de perforación) en pozos exploratorios de mar adentro es bastante elevado, tendríamos que el pago hecho por equipo durante el tiempo empleado en la toma de perfiles a cable, casi equivaldría al pago hecho por el servicio LWD (ver Aspectos Económicos). En este caso la última palabra estaría gobernada más por una decisión técnica que económica.

De igual forma, la elección del tipo de herramienta para tomar surveys direccionales en un pozo obedece tanto a criterios técnicos como económicos. La herramienta MWD que se viene usando en el Perú es el Slim1, la misma que viene ofreciendo ventajas bastante significativas. El sensor direccional se encuentra, en el mejor de los casos, a sólo 33 pies encima de la broca. También se tiene que esta herramienta es bastante adecuada para registrar los parámetros direccionales en pozos de bastante inclinación, lo cual no podría lograrse con otra herramienta de survey, como por ejemplo un single shot. Este último presenta dificultades para bajarse en hoyos muy inclinados, siendo muchas veces necesario bombear para que se pueda bajar hasta el fondo. Además el riesgo de pegamiento de la sarta es bastante elevado debida a que ésta debe permanecer estacionaria hasta que se

tome la foto del single shot. Uno de los problemas muy frecuentes encontrados al correr single shot es que la foto no era de buena calidad, lo cual hacía difícil obtener una lectura bastante precisa de la dirección del hoyo. Muchas veces, no se obtenía la foto, lo que en conjunto implicaba pérdida de tiempo y un potencial riesgo de pegamiento de la tubería.

Otra de las características del Slim1, es que puede ser usado tanto en tiempo real como en modo grabación. En este último caso se trataría de un multishot electrónico. El Slim1, no solo ha sido usado en pozos dirigidos, sino que en algunos casos los operadores han creído conveniente correrlo en pozos verticales como multishot debido a la confiabilidad de sus lecturas.

Una forma de medir la confiabilidad de las herramientas MWD es a través del tiempo medio entre fallas (MTBF = mean time between failures), la cual es una medida estadística que permite registrar el desempeño de la herramienta. El objetivo del análisis de las fallas es mejorar la confiabilidad de las herramientas MWD mediante la identificación de las "fallas sistemáticas", las cuales están relacionadas al diseño de la herramienta o a las prácticas operativas. La mayoría de las fallas se deben a que se excede los límites de diseño, al uso mecánico, a error humano, a un inadecuado diseño de la herramienta y a defectos casuales.

Para las operaciones de MWD en nuestro país tenemos que el MTBF a principios de 1998 era de 829.5 horas, lo cual representa una muy buena performance de la herramienta que se viene usando (Slim1) si consideramos que de acuerdo al estándar

de la industria (SPE 19862) el MTBF es de 500 horas. Algunas de las fallas que se presentaron se debieron a interferencia magnética y a trabamiento (jamming) del transmisor de datos (pulser) del Slim1. Esto último, muchas veces se debe a que el interior de la tubería de perforación (drill pipe) contiene residuos sólidos (cemento, óxido) que traban al pulsador del Slim1. Para minimizar esto, es recomendable conejear la tubería después de haber realizado un trabajo de cementación en el que se ha bombeado cemento por el interior del drill pipe. También es práctica común, usar un mud screen ubicado entre el kelly y el último drill pipe para atrapar los sólidos que pudieran trabar el pulser del Slim1.

Una parte crítica en la perforación de pozos dirigidos es el proceso de orientación del mismo. En una primera etapa se usan tool faces magnéticos hasta alcanzar cierto ángulo, generalmente 6° , a partir del cual se utiliza los tool faces gravimétricos para orientar el pozo. La experiencia en el Perú ha enseñado que cuando se usa motores grandes ($9\ 5/8''$) y altos caudales de fluido (800 GPM), se presentan ciertos problemas en las primeras lecturas de tool face gravimétrico (TFG). La causa es originada debido a que el alto galonaje y el torque extremo generado por estos motores causan demasiada vibración, lo cual afecta las lecturas del Slim1. Para resolver esto se ha sugerido trabajar con menos GPM y WOB durante las primeras lecturas de TFG hasta alcanzar cierto ángulo del hueco (12°) a partir del cual se puede emplear los parámetros normales sin que haya riesgo de volver a experimentar problemas.

Lo que se espera para el futuro en nuestro país, es un incremento de la perforación direccional, cuyo principal aliado lo constituirán sin lugar a dudas las herramientas MWD/LWD. Por lo pronto ya existen proyectos para empezar a perforar pozos horizontales en el Noroeste peruano.

4.2. ASPECTOS ECONOMICOS :

Para hacer una evaluación de las herramientas MWD/LWD, no basta con considerar únicamente los costos directos, sino que se debe tener en cuenta las implicancias indirectas que se tendrían al no hacer uso de estas herramientas.

Por consiguiente, no es suficiente hacer una simple comparación de los costos realizados en correr un servicio MWD/LWD y los costos de un servicio alternativo, sino que se debe considerar los diferentes riesgos que pueden encontrarse. Para esto se cuenta con un método denominado Análisis de decisión, en el cual se consideran las incertidumbres y los costos cuando se evalúa los posibles beneficios económicos de correr los servicios MWD.

También es necesario mencionar que existen pozos donde la información MWD es crítica para perforar y/o evaluar la formación exitosamente y no existen alternativas razonables. Como ejemplo de estos tenemos: algunos pozos exploratorios donde el MWD se usa para correlación, detección de presión, para ubicar puntos de sentado de casing, identificar los intervalos de interés potencial para su evaluación, o para asegurar que se cuente con registros en el caso que haya riesgo de perder el pozo. También es útil en pozos altamente desviados y horizontales

donde la obtención de registros convencionales a cable es extremadamente difícil o riesgoso.

Debe tenerse en cuenta que el objetivo de navegar un pozo horizontal es permanecer dentro de la zona de interés, evitando en lo posible salirse de ella. Para contabilizar esto se ha definido el termino denominado "eficiencia horizontal" el cual viene a ser el porcentaje de la sección lateral que se encuentra en la zona de interés. Así tenemos que para lograr altas eficiencia horizontales es fundamental el uso de las herramientas MWD/LWD.

Una de las ventajas que se tiene al usar las herramientas MWD es que se reduce el tiempo empleado en la toma de surveys. Se ha encontrado que el tiempo ahorrado, en minutos, al tomar registros de desviación con MWD en vez de usar single shot está dado por la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempoahorrado} = \frac{\sum_1^n \text{Profundidades}(ft)}{100} + 10n$$

Donde:

La sumatoria de profundidades es la suma de las profundidades medidas (MD) de cada estación de survey y "n" es el número de estaciones de survey.

Esta fórmula es útil cuando se requiere hacer una simple comparación entre el gasto en MWD y el dinero ahorrado por pago de equipo de perforación si es que se hubiera usado un single shot. Por ejemplo en el pozo horizontal A (perforado en Setiembre de 1997) se tomaron registros MWD en el intervalo comprendido entre los 9500' (KOP) y los 11969' (profundidad final) Si a este pozo se le hubiese tomado surveys usando single shot

tendríamos que se habría necesitado 82.1 horas adicionales. Por lo que al hacer una simple comparación para este pozo, se observa un ahorro de \$ 22100.

Pago adicional por equipo de perforación (multishot):\$82100

Pago por servicio MWD: \$60000

Ahorro: \$22100

Sin embargo el mayor beneficio obtenido al usar el MWD, está dado por n pozo con una trayectoria adecuadamente posicionada dentro de la zona de interés, lo cual no se habría podido lograr haciendo uso del single shot.

En lo que respecta a las herramientas LWD de ultima generación, tenemos que estas fueron introducidas a nuestro país en Julio del año pasado (1998), pero sus costos aun impiden que tengan aplicación en los pozos de desarrollo del Perú.

Sin embargo, en los pozos exploratorios de costa afuera, son una opción bastante atractiva frente a las herramientas de perfilaje a cable, si consideramos que el costo diario por barco de perforación es bastante elevado. Además los valores obtenidos con las herramientas LWD son altamente representativos para evaluación de formación debido a que se toman a medida que se perfora, es decir antes que ocurra una severa invasión a la formación.

También debe considerarse que en estos pozos exploratorios existe mucho riesgo de pegamiento. Y en caso de que ello ocurra, se tendría un perfil del pozo si es que se hace uso de las herramientas LWD.

A fin de hacer una simple comparación económica entre el LWD y las herramientas de perfilaje a cable para pozos exploratorios de costa afuera, tengamos en cuenta que el perfilaje a cable generalmente requiere de 4 días adicionales, debido a que es necesario acondicionar el pozo previo a correr las herramientas y generalmente se hacen varias corridas debido a que es necesario correr distintas herramientas para hacer una completa evaluación de formación de estos pozos exploratorios. Esto hace que los gastos hechos mediante perfilaje a cable sean superiores a los hechos por la toma de perfiles LWD tal como se muestra en el siguiente cuadro:

	Perfilaje a cable	Perfilaje LWD
Costo de perfilaje	\$ 80 000	\$ 230 000
Costo adicional por equipo de perforación	\$ 320 000	-
TOTAL	\$ 400 000	\$ 230 000

De este simple análisis bastante conservativo, vemos que al hacer uso del LWD en estos pozos se obtiene un ahorro de \$ 170 000 y adicionalmente se contaría con parámetros petrofísicos muy representativos.

Sin embargo para casos más específicos, es necesario hacer un análisis de decisión detallado, para lo cual se recomienda consultar con la compañía de servicios respectiva.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El uso de las herramientas MWD en nuestro país ha traído consigo la introducción de nuevas tecnologías (innovación) dentro del área de la perforación de pozos de hidrocarburos, las mismas que han permitido posicionar adecuadamente los pozos dentro de la zona de interés y que ha llevado a desarrollar los campos de manera eficiente.
2. Las herramientas MWD presentan muchas ventajas frente a los métodos de survey alternativo. Debe considerarse que son los principales aliados en la perforación de pozos dirigidos y horizontales. Sin embargo, también se recomienda su uso en pozos verticales en modo multishot.
3. Las herramientas LWD constituyen una alternativa muy buena frente a las herramientas de perfilaje a cable para los casos de perforación exploratoria en offshore. El análisis realizado muestra beneficios económicos y además garantiza la toma de parámetros petrofísicos altamente representativos, que son muy útiles para evaluación de formación en la fase exploratoria.
4. La performance de las herramientas MWD/LWD en el Perú es bastante buena, encontrándose que el MTBF está por encima de los estándares de la industria.
5. Cuando se está perforando con motores grandes, se recomienda disminuir ciertos parámetros (GPM y WOB) para evitar que la excesiva vibración afecte a las

mediciones de tool face hechas por la herramienta MWD (Slim1).

6. Al hacer el planeamiento de pozos dirigidos, es recomendable evitar una trayectoria en la dirección este-oeste (o viceversa) vista en el plano horizontal, debido a que la interferencia magnética producida por la sarta de perforación en esta dirección es mayor.
7. El uso de la herramienta MWD ha permitido la geonavegación de pozos en el Perú. Es decir que ya no se sigue una trayectoria predeterminada, sino que este va variando de acuerdo a las características litológicas encontradas.
8. Para geonavegar los pozos, es necesario tener en cuenta las características de la formación a fin de escoger la herramienta de perfilaje que ayudará a mantener el pozo dentro de la zona de interés. En los pozos perforados en la selva norte del Perú es suficiente usar un sensor de rayos gamma acoplada al Slim1.

ANEXO 1

CAMPO MAGNETICO DE LA TIERRA

Hay diversas teorías para explicar el campo magnético de la tierra:

- **Primera teoría:**

Se cree que la rotación del sólido exterior de la tierra relativo a su núcleo de hierro líquido induce una rotación lenta del núcleo. Las corrientes eléctricas generadas por el movimiento relativo entre el núcleo líquido y entre el manto generan un campo magnético. La conclusión que hay una porción líquida del núcleo es compatible con los datos disponibles.

- **Segunda teoría:**

Parecida a la primera teoría. La porción central de la tierra está compuesta por gran cantidad de hierro y tiene las propiedades mecánicas de un fluido. Estos fluidos están sometidos a corrientes de circulación interna de manera similar al fenómeno observado en la periferia del sol. La circulación interna de estos fluidos actúa como la fuente del campo magnético de la tierra de acuerdo al principio del dynamo auto excitado.

El campo magnético total es la suma de dos campos de diferentes orígenes:

- El campo principal que se origina dentro del núcleo fluido de la tierra.
- El campo transitorio que se genera fuera de la tierra. Este campo es causado por la rotación de

la tierra con respecto al sol y por los ciclos de la actividad solar.

Los aspectos del campo transitorio son:

- Las variaciones seculares de aproximadamente 15 gammas por año - un efecto mínimo.
- La variación solar diurna en el orden de 30 a 40 gammas por día - un efecto mínimo.
- La variación cíclica cada "Once años" - un efecto mínimo.
- Las tormentas magnéticas que pueden alcanzar muchos cientos de gammas - un gran efecto.

El campo magnético propio de la tierra se extiende hasta aproximadamente 8 veces el radio del planeta. Detrás de esto prevalece la Pausa Magnética que es una región en el espacio donde el campo magnético de la tierra contacta al Viento Solar. Sobre el lado que da al sol, la magnetósfera de la tierra se comprime por las partículas de alta energía del viento solar.

Las partículas colisionan con el campo magnético de la tierra a una velocidad de 640 millas por segundo y son desaceleradas en el frente de choque hasta 400 millas por segundo. Las variaciones en el viento solar producen cambios en el campo magnético de la tierra. Las partículas de llamaradas solares alcanzan la tierra en aproximadamente dos días. La onda de choque que precede a la nube de plasma de llamaradas solares comprime la magnetósfera y rápidamente intensifica el campo geomagnético al nivel de la tierra. Esta compresión toma lugar unos cuantos minutos y se llama el Comienzo de la Tormenta Repentina (SCC). Esta es seguida por la Fase Inicial (IP) la cual dura desde 30 minutos hasta unas

cuantas horas. La Fase Principal (MP) produce una caída en el esfuerzo del campo magnético debido a un campo opuesto generado por las partículas energizadas en la magnetósfera. Normalmente éste no es un problema para las locaciones en el Golfo de México y otras latitudes inferiores.

El esfuerzo de campo magnético total puede denominarse como el valor H, HFH, el esfuerzo de campo magnético o el campo TTL. Se emplean las unidades electromagnéticas del sistema C.G.S. a fin de medir el esfuerzo del campo magnético de la tierra y se denominan Gammas. Algunas conversiones útiles son:

- 1 gamma = 1 Nano tesla
- 1 micro tesla = 1000 gammas
- 1 tesla = 10^9 gammas
- 1 gauss = 10^5 gammas
- 1 gauss = 10^{-4} teslas
- 1 gauss = 1 orested

La intensidad de campo magnético registrada al nivel de la tierra es de mucha menor magnitud que el prevaleciente alrededor del núcleo de la tierra (efecto del campo toroidal).

En la periferia del núcleo (aproximadamente 3500 kilómetros lejos del centro de la tierra), el esfuerzo del campo alcanza 800 000 gammas.

Los valores extremos de campo total en la superficie van desde 63 000 gammas cerca al Polo Norte hasta 27 000 gammas cerca al ecuador (sobre la costa este de Brasil).

La intensidad de campo magnético total es el vector suma de su componente horizontal y de su componente vertical. La componente vertical del campo magnético apunta hacia la tierra y por lo tanto no contribuye en algo a la determinación de la dirección del norte magnético.

La componente horizontal puede calcularse de la siguiente ecuación:

Componente horizontal = Esfuerzo del Campo Magnético (HFH) x COS (ángulo dip)

Alaska: 57 510 gammas x Cos 80.6° = 9 392 gammas

Golfo de México: 50 450 gammas x Cos 59.7° = 25 250 gammas

Sólo se mide la componente horizontal del campo magnético de la tierra, debido a que el vector hacia abajo únicamente contribuye a la magnitud del esfuerzo del campo magnético y no a la dirección. El valor esperado puede obtenerse de un survey previo aceptable, de mapas hechos por la Sociedad Geológica de los Estados Unidos (USGS), del programa Geomag. Las diferencias observadas entre el valor de HFH y el valor derivado del USGS o del geomag pueden ser debido a los siguientes factores:

- Incertidumbres en los valores de los gráficos y del magnetismo de la sarta de perforación.
- Incertidumbres inducidas por variaciones temporales en el campo magnético.
- Incertidumbres en el valor medido del campo magnético.
- Sensitividad a la temperatura de los magnetómetros.
- Errores del convertidor A/D.

Los valores relativos del esfuerzo de campo magnético son:

Golfo de México	Canadá este	Mar de Beaufort	Mar del Norte
50 000 gammas	54 000 gammas	58 500 gammas	50 000 gammas

El ángulo DIP magnético es igual al ángulo entre la tangente a la superficie de la tierra y el vector de campo magnético. Este también es el ángulo formado entre el vector de campo magnético total (HFH) y el vector horizontal. Los valores extremos para el ángulo DIP varían desde 90 grados cerca al Polo Norte hasta casi cero grados en el ecuador. También hay diversos puntos sobre la superficie de la tierra donde el DIP es igual a 90 grados. Estos se deben a anomalías locales y se llaman "agujeros de dip".

Los valores comunes para ángulo dip son:

Golfo de México	Canadá este	Mar de Beaufort	Mar del Norte
59 grados	70 grados	84 grados	70 grados

ANEXO 2

REQUERIMIENTOS DE NMDC

La sarta de perforación induce interferencia magnética, pero esta se minimiza poniendo uno o más drill collars no magnéticos (NMDC) dentro del BHA. Los NMDC se usan para separar el compás de la interferencia producida por el acero magnético que se encuentra arriba y debajo del sensor y para prevenir la distorsión del campo magnético de la tierra. Los NMDC son de cuatro composiciones básicas: (1) K Monel, una aleación que contiene 30% de cobre y 65% de níquel, (2) aceros de cromo/níquel (aproximadamente 18% de cromo y más de 13% de níquel), (3) aceros austeníticos basados en cromo y manganeso (casi 18% de manganeso), y (4) bronce de cobre berilio.

Actualmente, los aceros austeníticos se usan para hacer la mayoría de drill collars no magnéticos. La desventaja del acero austenítico es que es susceptible a corrosión por esfuerzo en un ambiente de lodo salado. El K Monel y los aceros de cobre berilio son demasiados caros para la mayoría de operaciones de perforación, sin embargo son más resistentes a la corrosión por lodo que los aceros austeníticos. El acero cromo/níquel tiende a astillarse, causando un daño prematuro a los hilos, especialmente para drill collars grandes que requieren altos torque de enrosque.

La herramienta de survey magnético se posiciona dentro de los NMDC, para aislarlo de los efectos magnéticos del resto del BHA.

La sarta de perforación es un cuerpo metálico longitudinal y delgado el cual se magnetiza por el campo magnético de la tierra. La rotación de la sarta y su forma causa que la magnetización se alinee a lo largo del eje de la sarta. La interferencia magnética inducida por la sarta de perforación actúa a lo largo de la línea de la sarta. Debido a que la herramienta de survey detecta la componente horizontal del campo magnético de la tierra, el efecto de la sarta de perforación sobre el instrumento de survey depende de la inclinación de la sarta (es decir de la inclinación del pozo) y también del azimut del pozo. En un pozo vertical el efecto de la sarta de perforación es mínima, mientras que en un pozo direccional la interferencia inducida por la sarta puede ser alta y se requeriría una mayor longitud de NMDC para contrarrestar esto. El peor caso para efectos de interferencia de la sarta es en un pozo horizontal que va en dirección Este u Oeste (relativo al norte magnético)

La longitud de drill collars no magnéticos requerida para proteger contra la interferencia depende de diversos factores:

- La intensidad del campo del polo magnético de la sarta de acero magnetizado que se encuentra encima y debajo del dispositivo de survey.
- La dirección del hoyo relativo al norte o sur magnético.
- La inclinación del hoyo.
- La locación geográfica (la cual se relaciona al ángulo Dip).

INTENSIDAD DEL POLO MAGNETICO

Cuando la sarta de perforación llega a magnetizarse, se forman polos magnéticos en los extremos. En el

hemisferio norte, la sarta tendrá su polo norte apuntando hacia abajo y su polo sur en el extremo superior. El polo norte de la sarta tiende a repeler el extremo norte del sensor/compás, mientras que el polo sur de la sarta atraerá al extremo norte del sensor/compás. Para minimizar la interferencia de estos polos, se usan drill collars no magnéticos para contener a los sensores y alejarlos de la fuerza de interferencia. La interferencia del campo magnético varía con la inversa del cuadrado de la distancia entre la fuente y el compás/sensor. Es decir:

$$\text{Fuerza de interferencia} = \frac{\text{Esfuerzo del polo}}{\text{Distancia}^2}$$

Por lo tanto, cuando la distancia entre la fuente magnética y el sensor/compás se incrementa, la fuerza que actúa sobre el compás/sensor disminuye. Por ejemplo, si una fuerza B_z está afectando a un sensor a una distancia de 4 pies, entonces la fuerza de interferencia se reducirá a 1/4 del esfuerzo a una distancia de 8 pies, o a 1/9 del esfuerzo a 12 pies. Asimismo, si una fuerza B_z está afectando un sensor a una distancia de 12 pies, entonces la interferencia se incrementará 4 veces si se acerca a 6 pies, y 9 veces si se acerca a sólo 4 pies.

Como se mencionó previamente, la sarta de perforación se llega a magnetizar con el polo norte apuntando hacia abajo y el polo sur apuntando hacia arriba. Debido a que la sarta de perforación es mucho mas larga que su diámetro, puede analizarse como si estuviera constituido por fuentes de magnetismo de puntos discretos localizados en los extremos del hierro hueco.

El esfuerzo de los polos magnéticos depende de los componentes individuales de acero que constituyen la sarta. Grindrod y Wolff han presentado valores de esfuerzo magnético de polos para cuatro ensambles de fondo diferentes. Los valores generalizados para las configuraciones seleccionadas de la sarta de perforación son:

Componente	Unidades Electro Magneticas
Sarta de perforación superior	3 000 EMU
Broca, motor y bent sub	2 500 EMU
Broca, NBS, short collar	2 000 EMU
Broca y NBS	500 EMU
Crossovers	250 EMU

Asimismo Shell ha realizado medidas de campo en Holanda para esfuerzos de polo en BHA típicos. Debemos tener en cuenta que los valores que siguen son para un hemisferio Norte y que deberán ser opuestos para un hemisferio Sur:

Polo	Componente	Esfuerzo del polo
Polo superior (P _u)	Drill collars	Hasta + 900 μ Wb
Polo Inferior (P _L)	Estabilizadores y broca	Hasta - 90 μ Wb
	10m. de drill collar debajo del NMDC	Hasta -300 μ Wb
	Turbinas	Hasta -1000 μ Wb

El esfuerzo aproximado del polo se selecciona para el polo apropiado - entre el polo superior (P_u) o el polo inferior (P_L). Si el esfuerzo del polo está en microwebers (μ Wb), la distancia estará en metros; si el esfuerzo del

polo está en unidades electromagnéticas (EMU), la distancia estará en pies.

Vemos que es necesario reducir el efecto magnético de la sarta de perforación y esto se logra mediante la inserción de drill collars no magnéticos dentro de la sarta. Esto resulta en 2 polos magnéticos extra que se ubicados en el ensamble de la sarta de perforación donde el flujo magnético se fuerza a dejar el acero.

Observando la figura y teniendo en cuenta los tres polos en el fondo de la sarta de perforación, el campo magnético erróneo (ΔB_z) está dado por:

$$\Delta B_z = \frac{P_u}{4\pi(L-Z)^2} + \frac{P_L}{4\pi Z^2} - \frac{P_L}{4\pi(Z+L_{BIT})^2}$$

donde:

P_u es la constante del esfuerzo del polo superior (en μ weber)

P_L es la constante del esfuerzo del polo inferior (en μ weber)

L es la longitud de la sección de NMDC (pies)

Z es la distancia entre la posición observada y el polo superior o inferior (pies).

L_{BIT} es la longitud de la sarta de perforación debajo de la sección de NMDC (pies).

Puede verse de la figura que hay una posición óptima donde la interferencia magnética de la sarta de perforación es mínima. Esta es la posición donde debería ubicarse el compás.

INCLINACION DEL HUECO

El compás o el magnetómetro detectan solo aquella porción del campo magnético de la tierra que está en el

plano horizontal. Por lo tanto, sólo aquella porción de la fuerza de interferencia (causada por el acero magnético) que se encuentra en el plano horizontal afectará la sensibilidad magnética. Cuando la inclinación de la sarta de perforación llega a ser mayor (más horizontal), mayor será la fuerza de interferencia que existe en el plano horizontal. Por lo tanto a grandes inclinaciones (por ejemplo 60° a 90°) se maximiza el efecto sobre el sensor.

DIRECCION DEL HOYO

La dirección (azimut) en la cual se posiciona la sarta de perforación también es un factor en determinar el efecto de la fuerza de interferencia sobre el sensor magnético. Cuando la dirección se aproxima hacia el Este (u Oeste), el efecto de la fuerza de interferencia es el máximo.

LOCACION GEOGRAFICA

La locación geográfica también deberá ser considerada para comprender los efectos de interferencia magnética causada por los componentes magnetizados de la sarta de perforación. Como se afirmó al comienzo, un dispositivo de detección magnética siente la componente horizontal del campo magnético de la tierra. La amplitud de la componente horizontal del campo magnético de la tierra varía con la locación geográfica.

La componente horizontal del campo magnético de la tierra tiene su valor máximo cerca a los polos norte y sur. Unicamente la componente horizontal de este campo magnético afecta a los sensores usados para detectar azimut. Cuando la latitud incrementa hacia el norte o sur del ecuador, el ángulo Dip del campo magnético de la

tierra también incrementa. Esto aumenta el efecto sobre la componente vertical del campo magnético y disminuye el efecto de la componente horizontal.

Por lo tanto, un sensor magnético puede detectar el norte magnético mucho más fácil en el ecuador que cerca a los polos debido a que se ejercerá una mayor fuerza natural horizontal sobre el sensor. Si hubiera una fuerza de interferencia, ésta tendría un efecto más fuerte sobre las lecturas direccionales tomadas cerca a los polos que en los surveys tomado en el ecuador. Cualquier disminución del campo natural de la tierra permite que el campo inducido por la sarta de perforación tenga una mayor influencia.

Se han realizado pruebas de campo, de donde se han obtenido formulas empíricas a fin de determinar la longitud de NMDC requerido y encontrar la posición óptima de la herramienta de survey dentro del NMDC a fin de reducir la interferencia de la sarta de perforación hasta un nivel dado, típicamente 0.25 grados.

Sabemos que la magnetización de la sarta de perforación afecta la componente horizontal del campo magnético local de la tierra. Un compás magnético detecta la componente horizontal del campo magnético de la tierra. El error inducido por la sarta de perforación, ΔB_z actúa a lo largo del eje de la sarta de perforación. La componente horizontal de este error es $B_z \sin I$.

La componente horizontal del error inducido por la sarta de perforación y la componente horizontal de la tierra se combinan para producir el error de azimut resultante, ΔA .

$$\Delta A = \frac{\Delta B_z \cdot \text{sen} I \cdot \text{sen} A}{B \cdot \cos(\text{DIP})} \cdot \frac{180}{\pi}$$

donde:

ΔA error del azimut en grados

I inclinación del pozo

A azimut del pozo

B magnitud total del campo magnético de la tierra.

DIP ángulo dip magnético de la tierra.

De la ecuación puede verse como ΔA , el error del compás, aumenta con la inclinación y cuando el azimut del hoyo va hacia el este o hacia oeste.

Usando las fórmulas anteriores, se han construido los gráficos NMDC para diferentes inclinaciones y direcciones de huecos y para un máximo error de azimut. Este último se toma como 0.25 grados como el límite para buenas prácticas de survey magnético. Se pueden preparar gráficos para diversas áreas del mundo, con solo variar el DIP y B para condiciones locales.

La longitud requerida de NMDC (LR) se relaciona a una longitud normalizada de NMDC (LN) mediante la siguiente relación:

$$LR > LN \sqrt{\frac{\text{sen} A \cdot \text{sen} I \cdot \text{Tan}(\text{DIP})}{\Delta A} \cdot \frac{180}{\pi}}$$

donde:

ΔA es el error del azimut en grados

I es la inclinación del pozo

A es el azimut del pozo

DIP es el ángulo dip del campo magnético de la tierra en la locación del pozo.

Cuando se usan longitudes inadecuadas de monel (o cuando al revisar surveys pasados se observa que se utilizó una cantidad insuficiente de monel) es posible estimar el error resultante del compás:

$$\text{Error resultante} = \text{Error aceptable} \frac{(\text{longitud requerida})^2}{(\text{longitud usada})^2}$$

Sin embargo el método más tradicional para calcular los requerimientos de NMDC es el siguiente:

- Obtener una zona de referencia para la locación del pozo a ser perforado (Fig. 15).
- Entrando con esta zona de referencia al gráfico adecuado se obtiene la longitud requerida de NMDC (Fig. 16).

Para minimizar los efectos de interferencia de la sarta de perforación se coloca la unidad de ángulo en una posición óptima del NMDC. En general, la posición de los sensores dentro de los NMDC es como sigue:

Tipo de ensamble de fondo	Posición de los sensores (% de la longitud del NMDC desde el fondo de este)
Rotario (broca y near bit)	30
Broca y motor	40
Broca y turbina	50

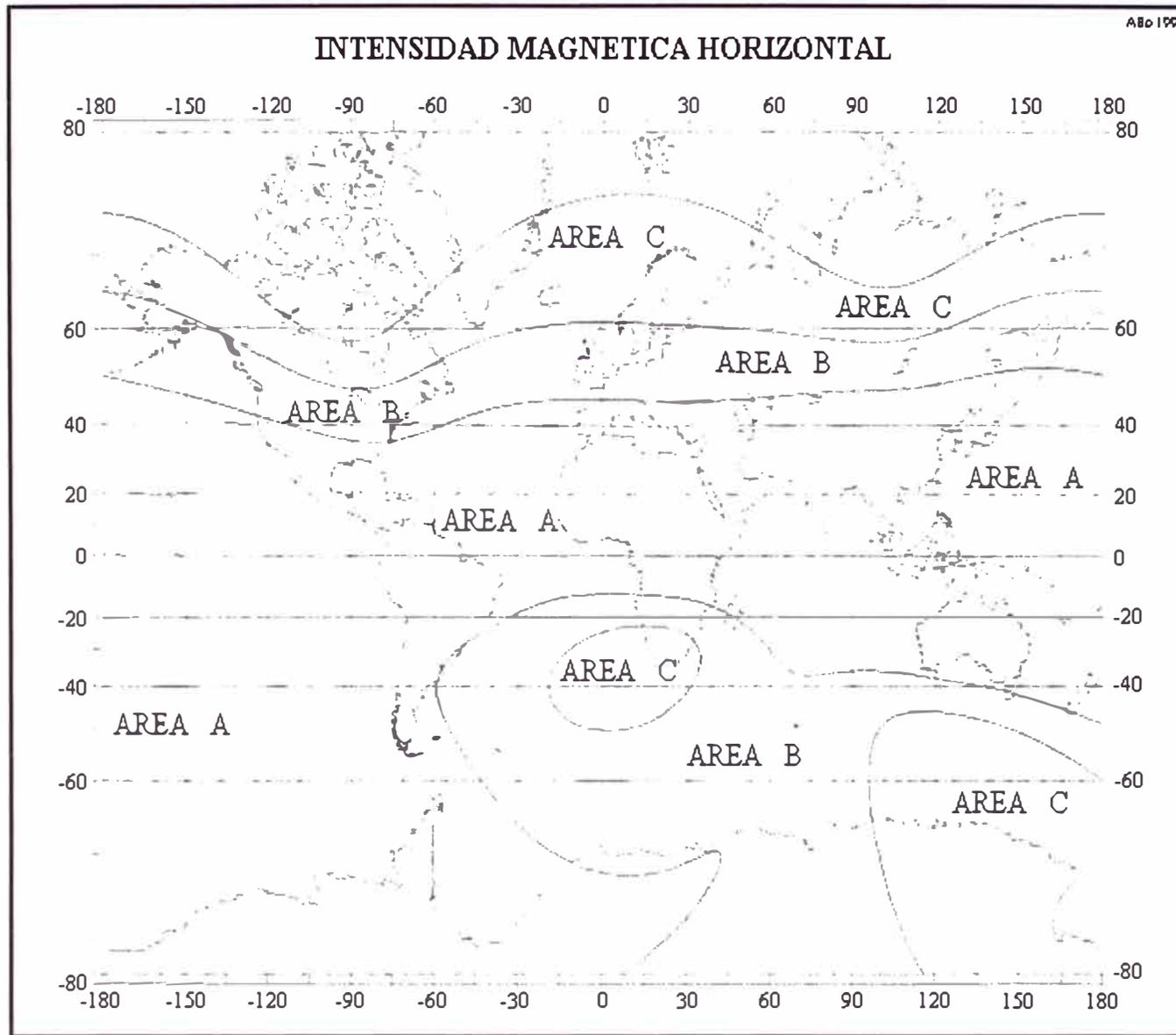


Fig. 15 Areas de referencia en el mundo

BIBLIOGRAFIA

"ADN Azimuthal Density Neutron Tool". Schlumberger. Anadrill.

"Anadrill Drilling Services Catalog". Schlumberger. Anadrill.

"ARC5 Array Resistivity Compensated Tool". Schlumberger. Anadrill.

Arps, Jan: "Downhole Measurements While Drilling". Hart's Petroleum Engineer International (Octubre 1979).

Baker, Ron: "A Primer of Oilwell Drilling". Austin, Texas. 1997.

Ball, Andy: "MWD Directinal Survey Training Manual". Schlumberger. Octubre 1996.

Ball, Scott; Yee, S.; Maranuk, Chris; Bittar, M.: "Case histories and applications of a New Slimhole MWD Multiple-Depth-of-Investigation Resistivite Sensor". Drilling & Completion (Diciembre 1996) 228-233.

Beck, Gary: "Examination of MWD Wireline Replacement by Decision Analysis Methods: Two Case Histories" presentado en el 1996 SPWLA Annual Well Logging Symposium. Nueva Orleans. Junio 16 - 19 de 1996.

Bergt, Dave; Martin Chuck: "Anadrill History". Schlumberger. Agosto 1996.

Bourgoyne, A.; Millheim, K.; Chenevert, M.; Young, F.:
"Applied Drilling Engineering". SPE Textbook Series.
Texas. Edición 1991.

Chapman, Clinton: *"The PowerPlan System Integrated Drilling Planing: The Key To Optimization"*. Hart's Petroleum Engineer International (Setiembre 1998) 87-95.

Cook, R.; Nicholson, J.; Sheppard, M.; Westlake, W.:
"First Real Time Measurements of Downhole Vibrations, Forces, and Pressures Used To Monitor Directional Drilling Operations" presentado en el 1989 SPE/IADC Drilling Conference. Nueva Orleans. Febrero 28 - Marzo 3 de 1989.

Ghiselin, Dick: *"LWD Gains Insight"*. Hart's Oil and Gas World (Agosto 1997) 56-57.

Ghiselin, Dick: *"Wireless Telemetry System Designed for LWD"*. Hart's Petroleum Engineer International (Mayo 1998) 15.

Goulet, Chris: *"Magnetic Declination"*.
http://www.cam.org/~gouletc/decl_faq.html. Montreal, Canada. Version 3.5, Marzo de 1998.

Gravley, Wilton: *"Review of Downhole Measurement-While-Drilling Systems"*, artículo (SPE 10036) presentado en la SPE Intl Petroleum Exhibition and Technical Symposium. Beijing. Marzo 18-26 de 1982.

Grindrod, S.; Wolff, J.: *"Calculation of NMDC Length Required for various Latitudes Developed from Field*

Measurements of Drill String Magnetization" presentado en la 1983 Drilling Conference. New Orleans. Febrero 20 - 23 de 1983.

Hill, David; Askew, Warren; Nitis, Ike: *"Short radius reentry drilling brings new life to old fields"* presentado en el Seminario Internacional en Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas. Lima, Peru. 1996.

"Horizontal Well Planing, Evaluation and Execution". Schlumberger. Anadrill.

Hutchinson, Mark; Henneuse, Henry; Dubinsky, Vladimir: *"An MWD Downhole Assistant Driller"*. Journal of Petroleum Technology (Marzo 1996) 229-230.

IMS: *"State of the Art in MWD"*. International MWD Society (IMS). Segunda Edición, 2 de Noviembre de 1993.

"ISONIC". Schlumberger. Anadrill.

Jackson, C.; Illfelder, H.; Porche, R.: *"Improved pay zone steering of horizontal wells using resistivity forward modelling"* presentado en el Seminario Internacional en Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas. Lima, Peru. 1996.

Jackson, Charles; Paulk, Martin: *"Pay Zone Steering: Keeping Directionally Drilled Wells on Track"*. Hart's Petroleum Engineer International (Noviembre 1996) 21-29.

Jan, Yih-Min; Harrell, J.: *"MWD Directional Focused Gamma Ray. A New Tool for Formation Evaluation and Drilling"*

Control in Horizontal Wells" presentado en el 1987 SPWLA Annual Logging Symposium. Londres. Junio 29 Julio 2 de 1987.

Kunkel, Bill: "*New Slimhole Tool Hits Formation Sweet Spots*". Hart's Petroleum Engineer International (Enero 1998) 105-106.

Leder, P.; McCann, D.; Hatch, A.: "*New Real-Time Anticollision Alarm Improves Drilling Safety*". Journal of Petroleum Technology (Marzo 1996) 241-242.

Lesso, W.; Kashikar, S.: "*The principles and procedures of Geosteering*" presentado en el Seminario Internacional en Prácticas de Explotación de Petróleo y Gas. Lima, Peru. 1996.

Morris, David: "*Special Drilling Operations*". The University of Texas at Austin.

Murphy, David: "*Advances in MWD and formation evaluation for 1997*". World Oil (Marzo 1997) 35-41.

Murphy, David: "*What's new in MWD and formation evaluation*" World Oil (Marzo 1998) 41-45.

Nakken, E.; Mjaaland, Svein; Solstad, Arne: "*A New MWD Concept for Geological Positioning of Horizontal Wells*". Journal of Petroleum Technology (Marzo 1996) 239-240.

"New developments in MWD/LWD". Schlumberger. Anadrill.

Perdue, Jeanne: *"New Slimhole MWD Tools are lean and mean"*. Hart's Petroleum Engineer International (Setiembre 1996) 35-41.

Rosthal, R.; Bornemann, E.; Ezell, J.; Schwalbach, J.: *"Real-Time Formation Dip from a Logging-While-Drilling Tool"*. Journal of Petroleum Technology (Setiembre 1997) 969-970.

SPE Reprint Series: *"Horizontal Drilling"*. Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas. Edición 1991.

"1998 MWD/LWD Comparison Tables". Suplemento de la Hart's Petroleum Engineer International (Mayo 1998) 1-24.