

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“Métodos Recientes de Control de
Desviación de Pozos”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

José Antonio Palacios Reaño

Promoción 1990 - 1

Lima Perú 1992

TESIS_DE_GRADO.

*METODOS RECIENTES DE CONTROL DE DESVIACION DE
FOZOS.*

José Antonio Palacios Reaffo.

Código: 821109-G.

Asesor: Ing. Alberto Erazo Verano.

INDICE.

1.-INTRODUCCION.

1.1.-Sumario.

1.2.-Evolución.

1.3.-Métodos de medición a cable (Wireline)

1.4.-Herramientas Deflectoras:

1.4.1.-Cuña Deflectora (Whipstock).

1.4.2.-Unión Articulada (Knuckle Joint).

2.-MEDICIONES DURANTE LA PERFORACION (MWD).

2.1.-Nociones de Perforación Direccional:

2.1.1.-Objetivos.

2.1.2.-Motores fondo (A.-Turbina, B.-Motores de desplazamiento positivo).

2.1.3.-Conjuntos de Fondo: (A.-Teoría del Péndulo, B.-Teoría de la Sarta Empaquetada, C.-Teoría Empaquetamiento del Péndulo, D.-Consideraciones.)

2.1.4.-Conjuntos de Fondo Típicos.

2.1.5.-Variables en la Perforación.

2.2.-El Sistema MWD.

2.2.1.-Pulso de Lodo Telemétrico.

2.2.2.-Configuración del sistema en el fondo del pozo: (A.-Unidad de transmisión del pulso de lodo "pulser" "pulsador", B.-Control electrónico de transmisión "driver" ó

"impulsor", C.-Sección Electrónica Sensora; y D.-Batería de Suministro de energía.).

2.2.3.-Variaciones del Sistema: (A.-Turbina de Suministro de energía, B.-Botellas de diámetro reducido.).

2.2.4.-Sensores en el Fondo del pozo: (A.-Dirección de la boca del pozo; B.-Temperatura.).

2.3.-Operación del sistema Telemétrico:

2.3.1.-En Perforación Rotativa.

2.3.2.-En Desviación.

2.4.-MWD como reemplazo del dispositivo direccional a cable (wireline steering).

2.5.-Sistema MWD convencional, VENTAJAS.

3.-EXPERIENCIAS DE CAMPO DEL MWD CONVENCIONAL.

3.1.-El Ambiente del Mar del Norte para el pulso de lodo telemétrico.

3.2.-Experiencias de Operación en el Mar del Norte.

3.3.-Casos típicos del sistema en uso.

3.3.1.-Control del Curso.

3.3.2.-Comparaciones de Medidas.

4.-MWD ADICIONADO A RAYOS GAMMA Y PERFILES DE RESISTIVIDAD

4.1.-Descripción del Sistema.

4.2.-Sistema de Superficie.

4.3.-Rayos Gamma de Formación y Perfiles de Resistividad:

4.3.1.-Mediciones del MWD rayos gamma: (A.-Rayos Gamma Normal, B.-Rayos Gamma Enfocado, C.-Presión de lodo en el anular y la sarta; D.-Velocidad de la turbina de perforación.).

4.3.2.-Medición de la Resistividad.

4.4.-MWD en Pozos Horizontales.

4.4.1.-Limitaciones de Radio..

4.4.2.-Aplicaciones Horizontales (A.-Servicio Gamma Enfocado, B.-Collares de diámetro reducido, C.-Conjunto Modular.)

5.-TOOLPUSHER TOOL (TPT)..

5.1.-Información General.

5.2.-Descripción del Sistema.

5.3.-Operación del Sistema.

5.4.-Herramientas Disponibles:

5.4.1.-Doble Inducción Lateroperfil.

5.4.2.-Neutrón Compensado.

5.4.3.-Rayos Gamma.

5.4.4.-Densidad Compensada.

5.5.-Características.

5.6.-Ventajas.

6.-ECONOMIA.

7.-CONCLUSIONES.

...../.....

MÉTODOS RECIENTES DE CONTROL DE DESVIACIÓN DE POZOS.

1.-INTRODUCCION:

1.1.-SUMARIO:

El conocimiento de la formación que esta siendo perforada es esencial para la perforación efectiva, diseño de la tubería de revestimiento (casing) y completación de pozos de petróleo y gas. Varios métodos y herramientas están disponibles para obtener información de la formación. Uno de estos métodos colecta datos del fondo del pozo durante el proceso de perforación y es así llamado "mediciones durante la perforación" (measurement while drilling, MWD).

El MWD es usado frecuentemente para medir y transmitir parámetros direccionales tales como la desviación de la boca del pozo, azimuth, y alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool face). Sistemas más sofisticados también monitorean parámetros de perforación tales como peso sobre la broca, torque, temperatura del lodo, y presión, actualmente ya es posible medir parámetros de evaluación de la formación mediante la capacidad del MWD.

Estos son el EWR (resistividad de la onda electromagnética) y registros de rayos gamma, los

cuales nos proveen de invaluable información durante la perforación.

Los sistemas MWD más comerciales son los que proporcionan información en "tiempo real"(real time) y dependen en gran forma del "pulso de lodo telemétrico" para la comunicación de los datos del fondo a la superficie.

La transferencia de datos del fondo del pozo a superficie siempre es requerida en un "tiempo real", para el eficaz empleo de estas mediciones, las cuales son: Dirección con respecto a la boca del pozo, Evaluación de la Formación y Parámetros de Perforación. Por ejemplo, las mediciones del alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool-face) que es una medición direccional con respecto a la boca del pozo durante el control de la desviación, ó medición del peso sobre la broca (WOB) que es un parámetro de perforación, pueden ser de poca utilidad si no se proporcionan en un "tiempo real".

La utilización de los requerimientos del "tiempo real" conlleva a la reducción de la complejidad y costo del sistema, con ventajas referidas a costos de servicio, calidad y equipo.

La experiencia de campo ha mostrado que muchas aplicaciones son ideales para registrar las características de la formación durante la perforación. Por ejemplo, el registro del perfil MWD puede ser usado para identificar hidrocarburos superficiales y para eliminar perfilaje a cable desde la superficie del hueco. Pozos con altos ángulos y huecos difíciles son perfilados fácilmente con la herramienta registradora MWD, mientras que el perfilaje a cable puede ser dificultoso, costoso ó simplemente imposible.

El desarrollo de evaluación de la formación en un pozo, frecuentemente puede ser mejorada por el uso del MWD convencional, el MWD adicionado con rayos gamma, el EWR y la herramienta llamada Toolpusher Tool.

Por lo expuesto, el presente trabajo tiene por finalidad mostrar las bondades y ventajas del sistema denominado MWD, en comparación con otros similares usados en la actualidad (dispositivos direccionales a cable), así como sugerir su aplicación en pozos de desarrollo a fin de obtener mayores recuperaciones de petróleo por pozo perforado.

1.2.-EVOLUCION:

Los metodos de control de desviación de pozos, han tenido un desarrollo paralelo al de la perforación direccional, que consiste en desviar un pozo con el fin de alcanzar un objetivo que esta a una distancia horizontal de las coordenadas de superficie.

Este tipo de perforación apareció por 1929, como resultado de la aparición de ciertas herramientas como la herramienta de un sólo disparo (single-shot y la multi disparos (multi-shot), las cuales eran capaces de medir ángulos y rumbos. Al principio este metodo no recibió mucha aceptación ni confianza, pero a partir del año 1944, después que fué utilizada exitosamente en Texas para perforar un pozo de alivio que permitió controlar un reventón en un pozo vertical que producía 6000 barriles de petróleo caliente, este metodo se difundió plenamente; entonces se empezó a fabricar herramientas más sofisticadas, tanto las netamente deflectoras, como las de mediciones direccionales de una técnica más avanzada.

Las herramientas de mediciones direccionales más usadas, han sido además de las tradicionales herramientas de un sólo disparo (single shot), que permite medidas unitarias luego de bajarlo por un

cable y ubicarlo en medio de un monel, y el multi disparo (multi-shot) que se usa cuando ha terminado la perforación y toma una serie de medidas de verificación en el pozo; el péndulo ó la plomada, que son usados para determinar la cantidad de desviación del pozo de la vertical, tal que la desviación sea menor de 10 grados y Cajas de nivel esférico que son usadas en casos de una mayor desviación vertical.

La dirección horizontal usualmente ha sido indicada por un compás magnético, algo así como la herramienta de un sólo disparo, las lecturas de ambos, el péndulo y el compás eran necesariamente fotografiadas ó registradas para cada punto de profundidad en el pozo (un típico proceso de medición a cable). Además siempre se ha tenido en cuenta la interferencia magnética, el compás magnético al momento de las mediciones se posesionaba en una botella antimagnética o monel.

También se practicaba usar una broca con un hueco en el centro, el cuál permitía la ubicación del instrumento de medida en la parte más baja de la sarta de perforación.

Cuando el compás no podía ser usado debido a que las secciones del hueco estaban cubiertas por la tubería de revestimiento, se disponía de un giroscopio para indicar la dirección, el cuál no tiene interferencia magnética.

Todos estos instrumentos de medida aún se siguen usando, han sido perfeccionados en algunos casos, y son piezas fundamentales para un proceso de medición a cable.

Pero con el proceso de medición a cable necesariamente se debe parar la perforación, originando una pérdida del tiempo de operación (rig time) lo cuál llevó a la búsqueda de métodos más rápidos y precisos, como el MWD, el MWD adicionado de perfiles de rayos gamma y de resistividad, y un sistema de perfiles llamado Toolpusher Tool. Estos metodos son explicados detalladamente durante el desarrollo del presente trabajo.

1.3.-METODOS DE MEDICION A CABLE: (WIRELINE)

Tradicionalmente los datos de mediciones direccionales han sido obtenidos parando la perforación, bajando con cable al pozo un instrumento de medición de un sólo disparo (single-shot) para obtener un juego de lecturas, recuperando el instrumento por medio del cable, y una vez en la

superficie proceder al desarrollo del rollo de película fotográfica de un punto medido para su interpretación.

Este proceso interrumpe la perforación de 1/2 a 1 hora por cada punto medido. Por lo tanto los puntos medidos que no están cercanamente espaciados no se vuelven a medir, a menos que sea absolutamente necesario.

El dispositivo direccional a cable ha sido usado para orientar el conjunto de fondo cuándo el curso de las correcciones fueron hechas con uno de los varios motores de fondo disponibles.

Estos dispositivos direccionales usan un valioso tiempo para su recobro ó inserción después de cada parada de la perforación y durante la instalación inicial del equipo (rig up) y el traslado final del equipo (rig down).

1.4.-HERRAMIENTAS DEFLECTORAS:

En los inicios de la perforación dirigida las herramientas deflectoras incluían la "cuña defleçtor" (whipstock), la "unión articulada" (knuckle joint), la "broca tipo escoplo para perforación inicial" (spudding bit), y la "broca de chorros desbalanceados" (unbalanced jets bit). Con el correr de los años con

el fin de obtener mayor eficacia y rendimiento, se fueron perfeccionando nuevos sistemas deflectores como los actuales "conjuntos de fondo" (BHA), y los "motores de fondo" (turbina y motores de desplazamiento positivo).

1.4.1.--CUÑA DEFLECTORA (WHIPSTOCK):

Es esencialmente una cuña (wedge). Esta herramienta consta de un tubo de 3 1/2 pulgadas de diámetro por 30 pies de largo, en su parte inferior cuelga un dispositivo en forma de cuchara o calzador de aproximadamente 11 pies de largo, sostenida por un perno de seguridad y en el otro extremo del tubo lleva una reducción direccional con su correspondiente cuchilla de orientación. La broca se desliza por la cuchara inclinada y la obliga a perforar en ángulo.

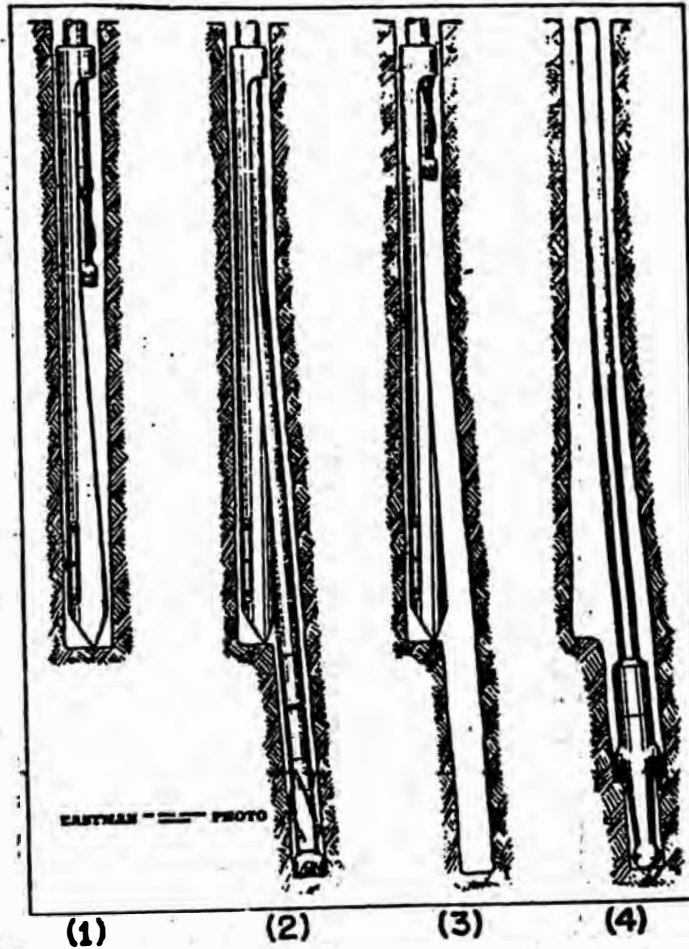
Las desventajas de esta herramienta son:

--Perforación limitada a un máximo de 14 pies en cada bajada.

--Necesidad de reacondicionar el lodo (subiendo la viscosidad para evitar derrumbes y tener el hueco completamente limpio antes de bajar la cuña deflectora), y evitar así la rotura del perno de seguridad antes de llegar al fondo.

--Siendo necesariamente la broca de diámetro inferior al del hueco, es necesario rimar el hueco

"CUÑA DEFLECTORA"



1.- En posición inicial.

2.- Conjunto de perforación en el hueco de rata (Rathole).

3.- Cuña en posición de levantamiento.

4.- Rimando el hueco de rata.

después de una bajada de la cuffa deflectora.

Por consiguiente, la principal desventaja de esta herramienta radicaba en el factor tiempo, que es de 5 a 6 veces mayor del que se emplea usando motores de fondo en condiciones similares, lo que lógicamente incide en los costos.

1.4.2.--LA UNION ARTICULADA (KNUCKLE JOINT).

Consiste en una sección corta equipada con una broca y un "rimador", el cual es fijado a la sarta de perforación por una unión tipo bola y caja (ball and socket). La sección corta es mantenida a un predeterminado ángulo con el eje de la sarta de perforación, debido a la fuerza de flexión la pequeña broca es punzonada en el fondo del pozo, y durante la subsecuente rotación de la tubería de perforación, la unión bola y caja permite que la sección corta siga perforando en la dirección a la cuál fue inicialmente orientada.

Cuando la perforación regular es reasumida con una broca suficientemente ancha (full-size), la broca tiende a seguir y a rimar fuera del pequeño hueco perforado por la unión articulada.

2.-MEDICIONES DURANTE LA PERFORACION (MWD).

2.1.-NOCIONES DE PERFORACION DIRECCIONAL.

2.1.1.-OBJETIVOS.-

El objetivo en la perforación direccional es guiar la trayectoria del pozo desde un punto inicial fijado hasta una zona objetivo, quizás 100 a 200 ft en radio, 1 a 2 millas bajo la superficie y 1 a 2 millas de distancia de la plataforma en una dirección horizontal.

El supervisor de la perforación direccional utiliza un plan cuidadosamente preparado anticipadamente que define el "punto de inicio de la desviación" (kickoff point), el azimuth deseado, la dirección angular para anticipar la conducción de la broca, inclinación, incremento ó disminución del ángulo de inclinación (rate de build-up), y varias profundidades convenientes.

El supervisor también tiene que plotear eficazmente los pozos adyacentes para evitar una interferencia.

El supervisor afronta un número de decisiones y opciones, como dirigir el pozo hacia el objetivo ó de corregir esta trayectoria si el hueco se ha desviado de la trayectoria planeada. Algunas de estas

elecciones envuelve el recobro de un conjunto de fondo, y otras variables comunes en la perforación que pueden alterar la continuidad de ésta.

2.1.2.-MOTORES DE FONDO:

Se llaman así porque van ubicados en el fondo del pozo, encima de la broca.

Lo que caracteriza y diferencia a este método de deflección es que la broca rota sin que la sarta de perforación gire.

*VENTAJAS:

-Concentra una fuerza rotacional sobre la broca.

-Reduce el desgaste de la sarta de perforación.

-Incrementa la velocidad de rotación de la broca apreciablemente.

-Aumenta enormemente la posibilidad de perforar a mayor profundidad.

-Mejora el promedio de penetración

-Permite perforar con exactitud pozos direccionales.

Los motores de fondo se usan esencialmente para empezar la desviación planificada del pozo, a partir del punto de inicio de la desviación (KOP).

Se tienen 2 tipos de motores de fondo; también llamados motores de lodo (mud-motors), estos son:

A.-LA TURBINA:

Va justamente encima de la broca, se acciona cuando el lodo pasa por esta y genera movimiento a la broca.

Entre su principal característica encontramos que puede trabajar a altas "revoluciones por minuto" y bajos torques, lo cual las hace adecuadas para perforar con brocas de diamante, debido a que dichas brocas perforan con esas características.

Otra característica, es que en la parte superior va una malla, la cual evita que a la turbina lleguen elementos extraños que pueden dañarla, esta es una desventaja si es que existe pérdida de circulación.

B.-MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO:

Están los Dyna-Drill, Magna-Drill, su característica es trabajar a bajas "revoluciones por minuto" y pueden accionar a altos torques.

Producen el giro debido a un rotor y un extractor, generando "a mayor caudal mayores revoluciones por minuto y viceversa.

Es básicamente una bomba de 3 etapas que opera a la inversa (en vez de que el motor impulse a la bomba ésta impulsa al motor), que abarca aproximadamente la mitad de la longitud de la herramienta. El motor diseñado especialmente está constituido por una cavidad en espiral que contiene un rotor sólido de acero el cuál se mueve excéntricamente, este rotor esta libre para mover el extremo superior, a su vez el extremo inferior está conectado a la biela, el otro extremo de dicha biela está conectado al eje propulsor.

Cuando el lodo de perforación es bombeado tratará de circular por el espacio anular entre el rotor y el extractor (cavidad en espiral forrada con caucho especial), ocasionando que el rotor dé vueltas por la presión de la columna de fluido que a su vez pone en funcionamiento a la biela, ésta al eje propulsor y finalmente a la broca en el extremo inferior de la herramienta.

La diferencia con la turbina es que casi no hay restricción en el bombeo de material sólido, es por eso que el uso de este motor esta bien difundido.

...../.....

2.1.3.-CONJUNTOS DE FONDO:

El conjunto de fondo más simple es el que se utiliza para empezar la desviación programada del pozo, a partir del punto de inicio de la desviación (KOP), dando origen a la zona denominada construcción del ángulo (builp-up), este conjunto está compuesto por: 1 monel / 1 codo (bentsub) / 1 motor de fondo (mud motor) / y la broca.

A continuación una vez obtenida la dirección y rumbo deseado, mantenemos el ángulo con una sarta empaquetada (gun-barrel), y para la disminución del ángulo utilizamos una sarta de tipo pendular. Ver Figuras A1 y A2.

A.-TEORIA DEL PENDULO:

Consideraciones:

1.-La broca esta libre para girar atravez de su eje, pero su movimiento lateral esta restringuido.

2.-Las botellas descansan en la parte baja del hueco.

3.-La broca perfora en la dirección a la que es empujada.

Por lo tanto se llega a la conclusión de que en la broca actúan 3 fuerzas: axial, lateral debido al peso de las botellas y la reacción de la formación (buzamiento y resistencia de las formaciones).

*FUERZA PENDULAR:

Es el peso que existe entre el punto de tangencia y el fondo del pozo, por efecto de gravedad, sólo se usa cuando en un pozo vertical se han sobrepasado los valores mínimos de desviación.

Se usa normalmente para disminuir los ángulos verticales de un pozo. Generalmente se usa el conjunto "broca y estabilizador a 30 pies".

B.-TEORIA DE LA SARTA EMPAQUETADA (GUN-BARREL):

Se usa una serie de estabilizadores en el conjunto, los estabilizadores permiten guiar la dirección del hueco en una forma recta hacia adelante.

Se busca darle suficiente rigidez al conjunto, se fuerza a la broca a seguir la dirección ya perforada.

Se reduce al mínimo cambios de ángulos y formación de patas de perro (doglegs).

Por consiguiente la "sarta empaquetada" es utilizada a lo largo del "mantenimiento angular", después de haber conseguido la dirección deseada por el empleo de los motores de fondo. Comprende desde el final de la "construcción angular" (build-up) hasta el comienzo de la "disminución del ángulo vertical" (dropp off).

C.-TEORIA DE EMPAQUETAMIENTO DE PENDULO:

Es una combinación de las 2 teorías anteriores. Se colocan una serie de estabilizadores, a partir de cierta distancia de la broca. Se ideó como consecuencia que al usar la teoría de la sarta empaquetada siempre había cierta flexión. A dado resultado en algunos casos.

Una vez corregida la desviación se puede volver a emplear las teorías anteriores.

D.-CONSIDERACIONES:

-La reducción del peso sobre la broca (WOB) al perforar, cambia la característica de "pandeo" de la sarta, y origina una tendencia a enderezar el hueco. Para esto, una teoría usada en los últimos tiempos es reducir el peso sobre la broca y aumentar las "revoluciones por minuto" de la sarta.

-La teoría del péndulo y empaquetamiento del péndulo implican reducción del peso sobre la broca, por consiguiente reducción de la rata de penetración, y una reducción en el efecto de gravedad. Por lo tanto éstas teorías:

-Enderezan los pozos pero reducen la rata de perforación.

-Los cambios del peso sobre la broca se hacen forma paulatina, sino se originan cambios severos y patas de perro (doglegs).

-En la practica éstas 2 teorías utilizan estabilizadores a 30 pies y 60 pies y un rimador arriba de la broca, en lo que concierne a nuestro país.

-En lo que respecta a la sarta empaquetada, muchos estabilizadores producen torques altos, lo cuál es una desventaja aquí en el Perú, porque nuestros equipos se encuentran por lo general en pésimo estado. Generalmente se usa la sarta empaquetada para pozos dirigidos tipo "S".

...../.....

Conjunto de Fondo Convencional

(Para el inicio de la desviación).

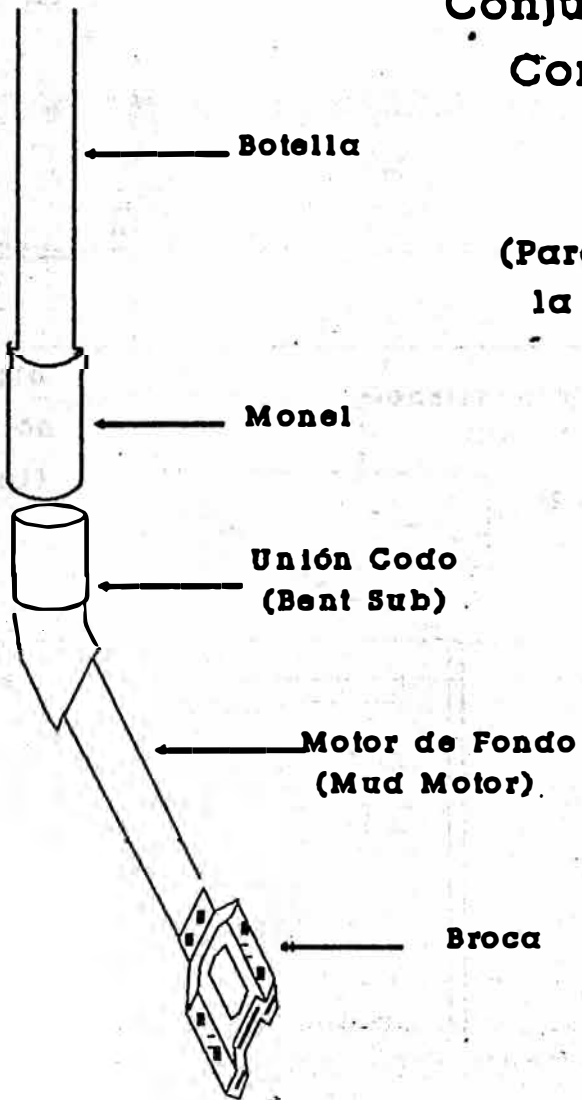


Figura A1.

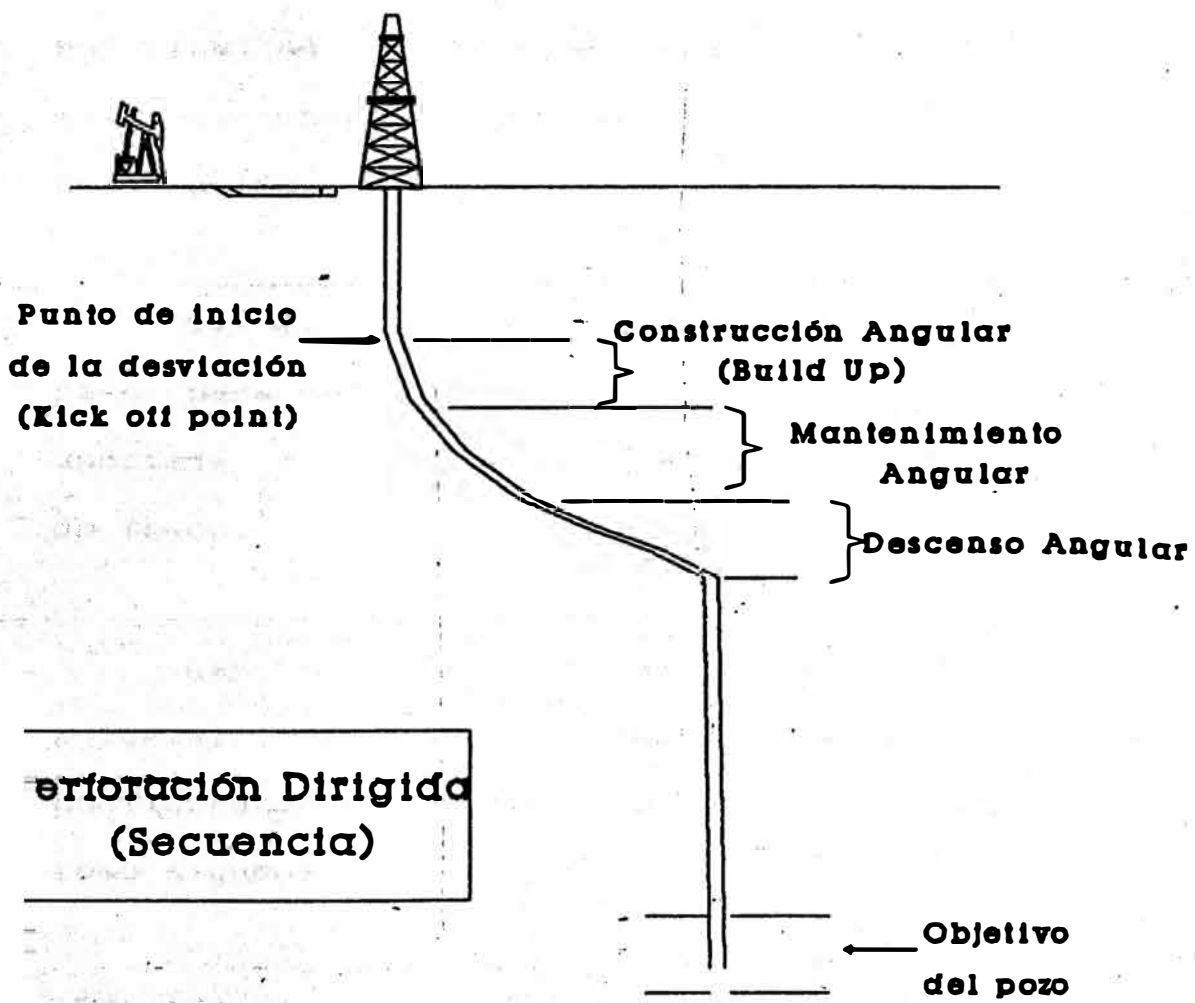


Figura A2.

2.1.4.-Conjuntos de Fondo Típicos.

La botella más usada en el Mar del Norte para huecos de 12 1/4 pulg tiene 8 1/4 pulgadas de diámetro externo. Para huecos de 17 1/2 pulgadas se usan botellas de 8 pulgadas ó 9 1/2 pulgadas de diámetro externo. Dependiendo de los requerimientos de la perforación.

El alto volumen de datos ha originado un rápido paso para el entendimiento de la curva direccional asociada a alguna nueva configuración de los conjuntos de fondo.

Las conexiones para la botella son de 6 5/8 de pulgada, API regular hembra-hembra (box-box). Las configuraciones de los conjuntos de fondo típicos son como siguen:

-Corrida correccional (correction run ó Kickoff) :

2 botellas antimagnéticas de 30 pies/un conjunto de fondo MWD/una botella antimagnética de 15 pies/un codo (bent sub)/un motor de lodo direccional/y una broca.

-Deflección a chorros (Jet Deflection): una botella

antimagnética de 30 pies/un estabilizador antimagnético/una botella antimagnética de 30 pies/un conjunto de fondo MWD/una botella antimagnética de 15 pies/un estabilizador cercano a la broca (near bit)/una unión de extensión (extension sub)/y una broca a chorros (jet bit).

-Construyendo el ángulo (Angle Building): una botella antimagnética de 30 pies/un estabilizador antimagnético/una botella antimagnética de 30 pies/un conjunto de fondo MWD/una botella antimagnética de 15 pies/un estabilizador cercano a la broca (near bit)/una unión de extensión (extension sub)/y una broca.

-Manteniendo el ángulo (Angle Holding): una botella antimagnética de 30 pies/un estabilizador antimagnético/una botella antimagnética de 30 pies/un estabilizador antimagnético/un conjunto de fondo MWD/un estabilizador antimagnético/una botella antimagnética de 15 pies/un estabilizador cercano a la broca/y una broca.

-Disminución del ángulo (Angle Dropping): una botella antimagnética de 30 pies/un estabilizador antimagnético/una botella antimagnética de 30 pies/un

estabilizador antimagnético/un conjunto de fondo MWD/una botella antimagnética de 15 pies/un estabilizador cercano a la broca y debajo de la calibración (near bit undergauge)/y una broca.

Una unión para pasar de un lado a otro (crossover sub) es requerida en algunos puntos debajo de la herramienta MWD para dar con la conexión baja de la hembra(box) en la botella. La conexión hembra en el final más estrecho de la herramienta es requerida debido a que el diámetro interno es más largo que del macho(pin).El diámetro interno más largo es requerido para herramientas que son insertadas en la botella para comunicarse con el montaje del sensor.

*COLADORES DE LODO:

Los sistemas de lodo típicos a veces contienen restos de tamaño inadecuado que pueden atascar la turbina de lodo. Aún más, tal como roturas de la larga soldadura de las uniones de la tubería (pipe joints), rotura de los orificios de la broca, y grandes pedazos rotos de revestimiento de cemento han sido encontrados dentro de la tubería de perforación.

Como una precaución se utilizan coladores de lodo pozo arriba que son corridos durante toda la perforación.

2.1.5.-VARIABLES EN LA PERFORACION:

Una vez que es seleccionado un conjunto de fondo rotativo específico, el supervisor tiene otro grupo de variables que controlar. Entre estas variable están el peso sobre la broca (WOB), velocidad de rotación (en revoluciones por minuto), velocidad anular, presión de la bomba (libras/pulgada²), y la rata de flujo (galones/minuto).

Estas variables son cambiadas para conseguir "cambios deseados" en la dirección angular, cambios en las formaciones encontradas, y otros factores. Las anteriores opciones y variables son cambiadas en base a los criterios hechos después que los datos direccionales del pozo son examinados y los resultados optenidos son comparados con el plan inicial.

...../.....

2.2.- EL SISTEMA MWD.

Mediciones durante la perforación (MWD) es una técnica de tomar mediciones en el fondo del pozo durante la perforación y transmitir esta información a la superficie por medio de "pulsos de presión" en la columna de lodo de la sarta de perforación. La técnica de transmisión es llamada "pulso de lodo telemétrico.

Especialmente desarrollado para la industria de petróleo y gas en los 70, el sistema MWD ahora nos ofrece una variedad de mediciones en el fondo del pozo. Las cuales son :

A.-Dirección de la boca del pozo (Wellbore Direction).

Azimuth, Inclinación y Alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool face).

B.-Evaluación de la Formación (Formation Evaluation).

Rayos Gamma de Formación (normal y enfocado); y Resistividad Dual de Formación (Lateral y bit).

C.-Parámetros de Perforación.

Temperatura, Presión del lodo en el anular y en la sarta, Velocidad de la Turbina de Perforación.

Una constante investigación y desarrollo se incorporan a mediciones adicionales a la lista anterior.

Mediciones del MWD



A.- Dirección con respecto a la boca del pozo

Azimuth, Inclinación y Tool Face

B.- Evaluación de la Formación
Rayos Gamma de Formación

Resistividad de Formación

C.- Parámetros de Perforación

Temperatura, Presión del lodo en el anular y

en la sarta, Velocidad de la Turbina de Perforación

2.2.1.-PULSO DE LODO TELEMETRICO.

La presión en el tubo parado (standpipe) es una expresión de la pérdida de presión desarrollada a través del sistema de circulación de lodo, una mayor componente la cuál es la caída de presión en la broca, se entiende como el paso de lodo a través de los orificios.

El "pulso de lodo telemétrico" hace uso de la "caída de presión" y se lleva a cabo por una unidad de transmisión de pulso (pulser) la cuál permite que una pequeña cantidad de lodo pase al anular por un orificio en la pared de la botella, por medio de una "válvula". Así el flujo de lodo por la broca es temporalmente bifurcado. Cada vez que esta válvula es abierta, una caída de presión es originada en la sarta de perforación, manifestandose como un pulso de presión negativa en superficie. El termino para esta técnica de transmisión MWD es "Pulso de lodo telemétrico de presión negativa".

La "válvula" esta dentro de la "unidad de transmisión de pulso de lodo" (pulser), que es la única sección mecánica del sistema MWD. Cuando se abre, la válvula permite una comunicación directa entre la sección interna de la sarta de perforación y el anular.

Los pulsos de presión son detectados en superficie, decodificados e interpretados en las mediciones.

2.2.2.-CONFIGURACION DEL SISTEMA EN EL FONDO DEL POZO.

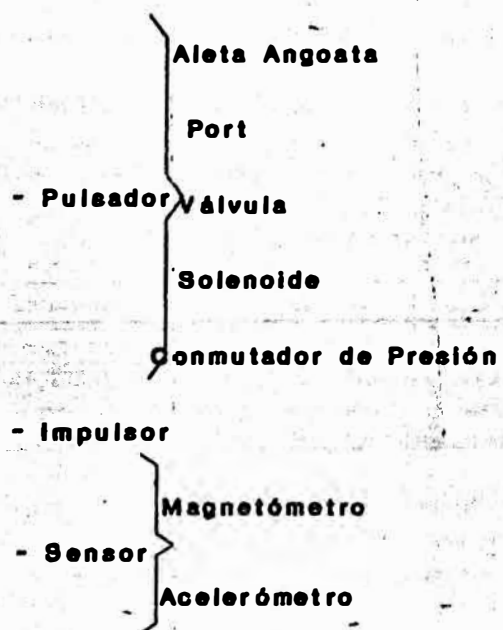
El sistema en el fondo del pozo consiste de 4 secciones internas principales, las cuáles son conectadas e insertadas dentro de una botella convencional, una unión corta especial (short sub), y si fuera necesario otra botella corta.

A.-UNIDAD DE TRANSMISION DEL PULSO DE LODO (PULSER, O PULSADOR).

La "unidad de transmisión del pulso de lodo" (también conocida como pulser ó pulsador) es el corazón del sistema de transmisión. Generalmente circular en sección transversal (cross section), está incorporada una aleta angosta (narrow fin) acomodada longitudinalmente, esta aleta tiene 4 orificios.

Tres de ellos están perforados y corresponden a similares orificios perforados en la pared de la unión del pulsador (pulser sub). Estos orificios proporcionan los puntos de soporte (previamente atornillados) entre el pulsador y la unión del pulsador.

Sistema MWD en el fondo del Pozo.



El cuarto orificio ó "port" es por donde pasa el flujo de lodo de la sarta al anular. En este orificio se conecta un inyector tipo de orificios jet, de esta forma se optimiza el rendimiento del "pulsador" con respecto al actual inyector a chorros en uso.

La "válvula" y el asiento de la válvula son hechas de carburo de tungsteno. Un conjunto solenoide ó bobina (el cual es operado bajo el control electrónico de transmisión ó "impulsor" explicado posteriormente) abre y cierra la válvula.

Para ser abierta, la válvula debe ser levantada junto a un resorte de retención por el solenoide. En posición pasiva la válvula esta cerrada. En el caso de un desperfecto en el solenoide, un autocierre retiene la válvula en la posición de cierre.

El flujo de lodo sobre y alrededor del "pulsador" sigue su trayectoria hacia la broca. Cada vez que la válvula es operada, el lodo pasa atravez de 3 filtros, radialmente localizados en el cuerpo del "pulsador", siendo el flujo de lodo enviado al anular vía el cuarto orificio (port).

Cuando se abre la válvula por aproximadamente 1 segundo, permite el ingreso de 1/2 litro (1 pint) de fluido al anular.

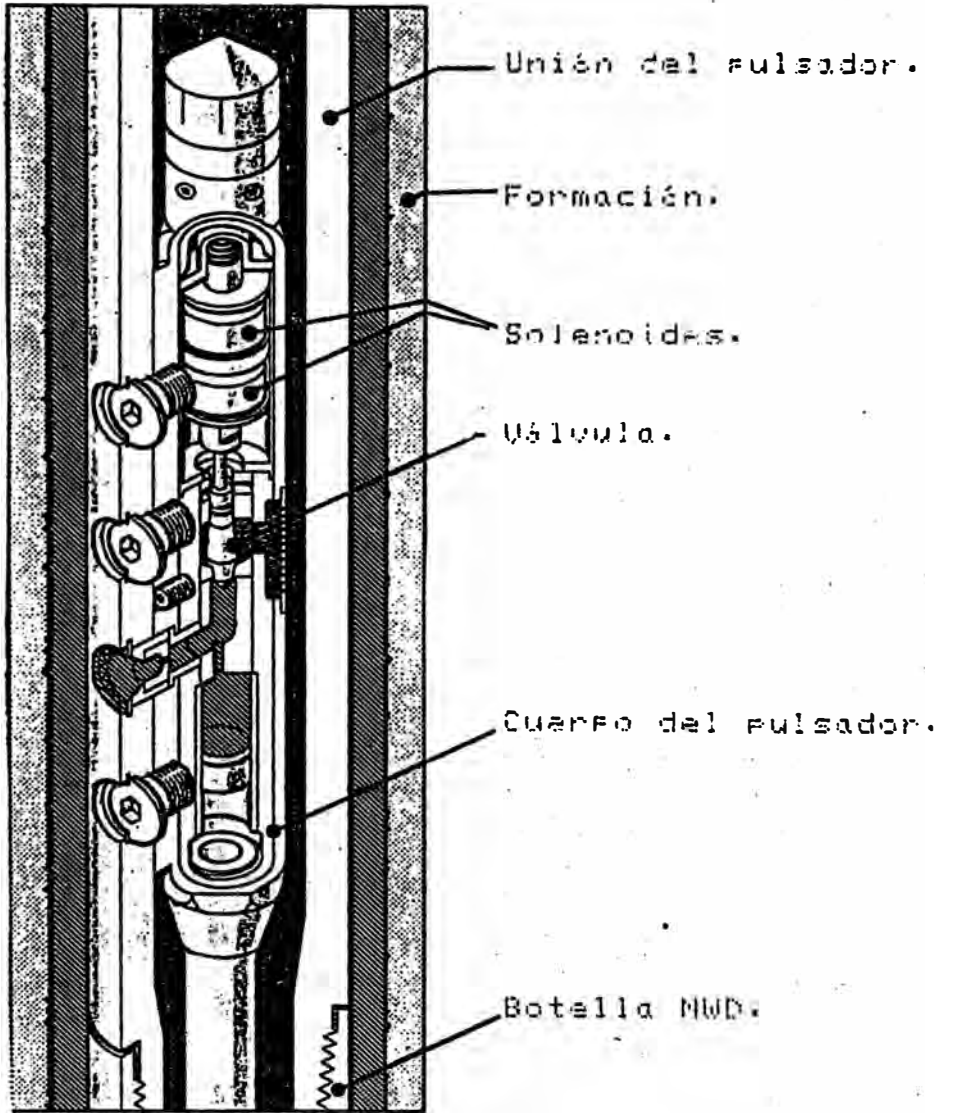
Un "conmutador de presión" (pressure switch), esta montado en la parte superior del "pulsador", es usado para la comunicación con el sistema PWD. El "conmutador" es activado a 350 psi. de presión diferencial (entre el interior de la botella y el anular).

La función del "conmutador de presión" es detectar por medio de sensores mediciones que requieren ser hechas en modo estático.

Las 3 secciones restantes del sistema son todas electrónicas. Son de aproximadamente 2.75 metros (9 pies) de largo y de 50 milímetros (2 pulgadas) de diámetro cilíndrico (pressure housings). Son unidas por tapones de conexión multimacho (multipin coupling plugs) también llamados uniones en tándem (tandem subs); o uniones de disposición en fila según su eje longitudinal.

La sección superior electrónica esta conectada directamente al punto más bajo del "pulsador". Una botella convencional, fija al final de la unión del pulsador (pulser sub), permite que las secciones electrónicas sean libremente suspendidas en ella (la botella).

"PULSADOR"
□ □ □ □ □ □ □ □ □ □



Cada unión en tándem incorpora sólidas aletas de caucho, las cuales centralizan los diámetros cilíndricos (pressure housings) suspendidos en la botella.

B.-CONTROL ELECTRONICO DE TRANSMISION (DRIVER O IMPULSOR).

Contiene toda la electrónica necesaria para suministrar energía a los solenoides, los cuales abren y cierran la válvula. Los "impulsores" son dirigidos por un pulso lógico unitario desde la "sección electrónica sensora del sistema".

C.-SECCION ELECTRONICA SENSORA.

Esta sección memoriza las lecturas del sensor y codifica (compila) los datos. Se comunica con el "impulsor", éste a su vez con el "pulsador", para transmitir las mediciones a superficie en un código binario digital.

Todas las mediciones, cualesquiera sea el tipo de sensor, son comunicadas al "pulsador" por este medio y transmitidas a superficie como voltajes húmedos (raw voltages).

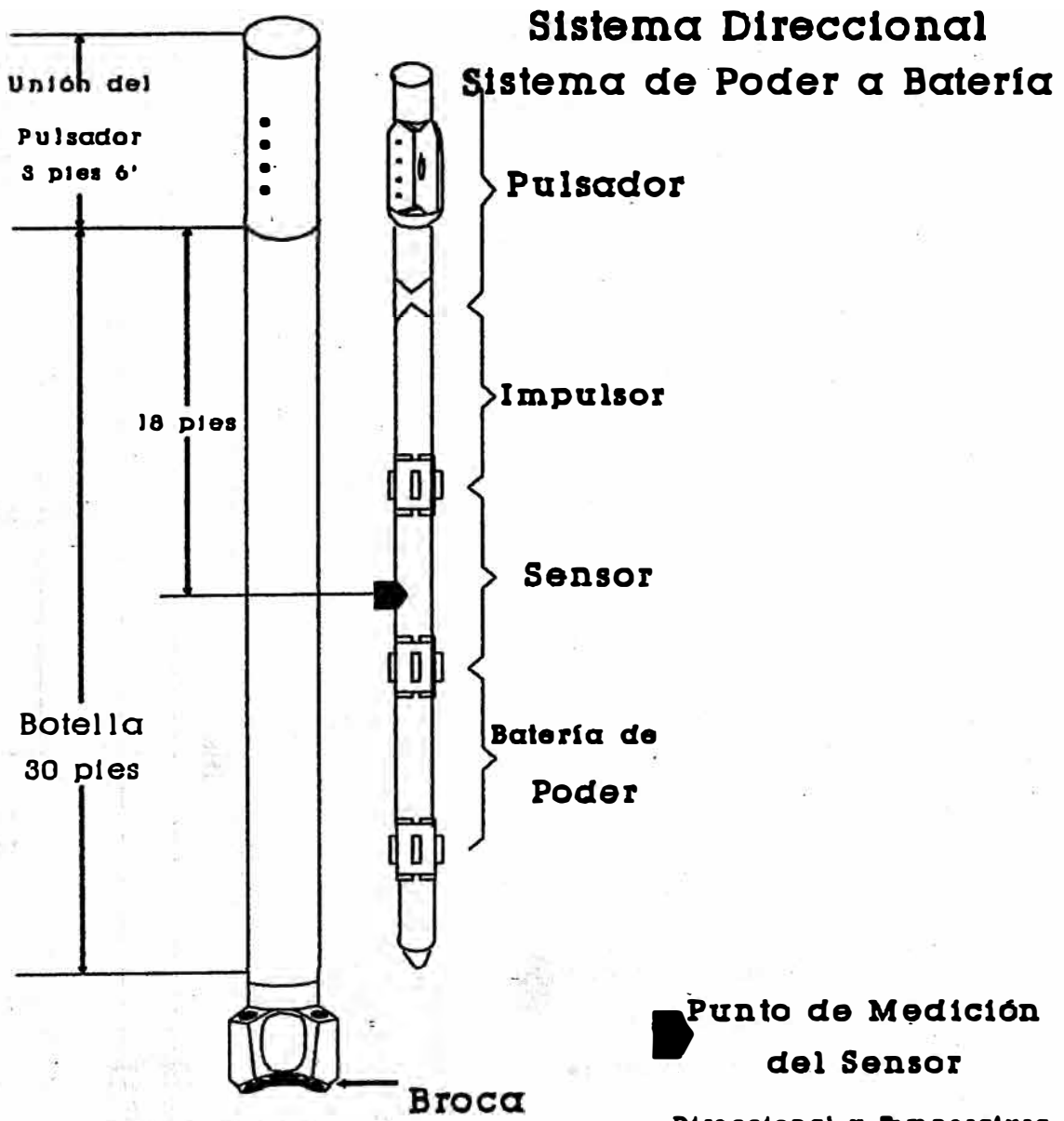
Los voltajes húmedos son luego procesados en la superficie para obtener la medición final.

D.-BATERIA DE SUMINISTRO DE ENERGIA (BATTERY POWER SUPPLY).

La energía para el sistema es suministrada por una batería renovable de Litio de alta temperatura, apropiada para usarla en temperaturas de circulación arriba de los 125 grados centigrados (aproximadamente 140 grados centigrados de formación). La vida de la batería del fondo del pozo depende del número de sensores incorporados y de la velocidad de la transmisión selectiva. El sistema transmite a 1 bit por segundo. La vida de la batería es en exceso de 200 horas. Cuando se exceden estas condiciones, se usa un generador accionado por lodo como una alternativa de energía.

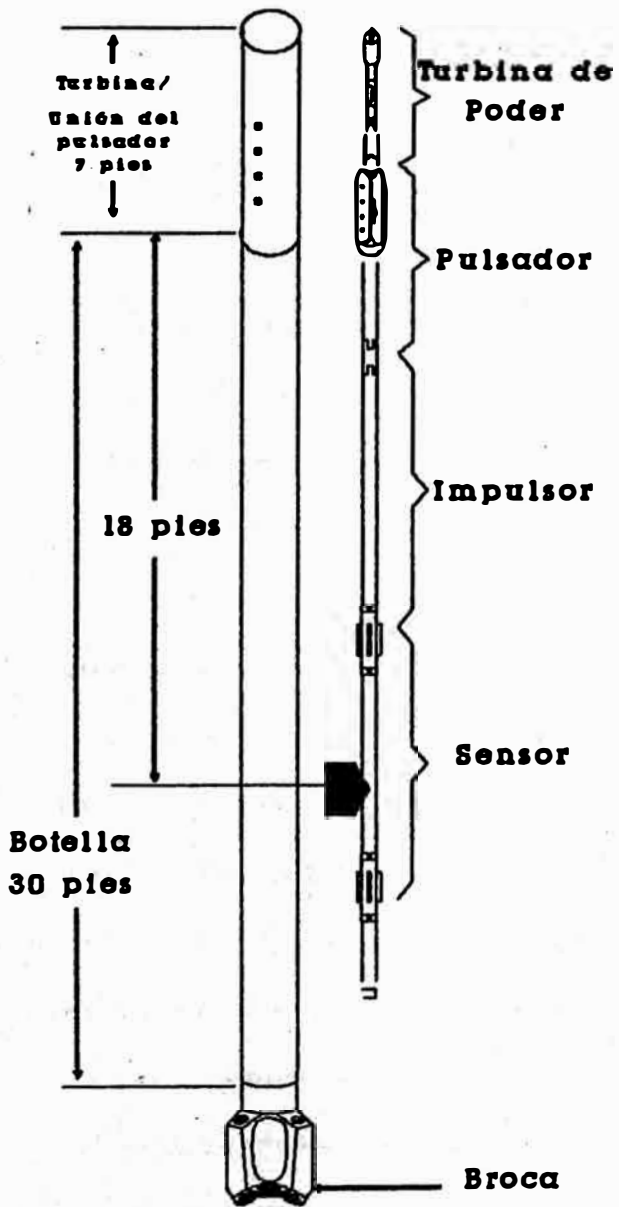
De esta manera el sistema MWD se divide en sartas internas, el "pulsador", el "impulsor", "sección electrónica sensora", y la "batería de suministro de energía; y las sartas externas de conjuntos tubulares.

...../.....



Sistema Direccional

Sistema de Poder a Turbina



**Punto de medición
del sensor**
Direccional y Temperatura

2.2.3.-VARIACIONES DEL SISTEMA.

A.-TURBINA DE SUMINISTRO DE ENERGIA.

Un generador accionado por lodo es usado como una alternativa de suministro de energía para las baterías. Esta montado en la parte superior del "pulsador" y requiere de una unión de herramienta de mayor longitud (turbine pulser sub) con respecto al sistema de poder a batería.

Se dispone de 3 "estatores" de bajo, medio y alto régimenes de flujo de lodo.

La turbina de suministro de energía es empleada cuando:

- se usan sistemas multi-sensores, los cuales requieren de una mayor energía, por lo tanto reducen la vida de la "batería de suministro de energía",
- se necesita velocidades de transmisión que pueden reducir la vida de la batería,
- las temperaturas de circulación de lodo exceden las precauciones máximas de trabajo de las baterías.

B.-BOTELLAS DE DIAMETRO REDUCIDO/TURBINAS.

Para diámetros de botellas de aproximadamente 6 pulgadas, se usa una unión (pulser sub) de diámetro interno de 4 5/8 pulgadas. Para perforaciones de diámetro reducido se usa una unión (pulser sub)

e 5 pulgadas con un diámetro interno de $3 \frac{21}{32}$ pulgadas. La unidad tipo de transmisión del pulso de lodo (pulsador) es modificada para reducir la carga de la aleta longitudinal, esto permite la inserción dentro del pequeño diámetro interno.

2.2.4.-SENSORES EN EL FONDO DEL POZO.

A.-DIRECCION DE LA BOCA DEL POZO.

Los sensores direccionales están localizados en la sección electrónica, debajo del control electrónico de transmisión.

Ellos incorporan:

-Un magnetómetro de entrada de flujo triaxial, con una entrada de flujo (flux gate) por dirección obtenida. Cada cual mide la componente del campo magnético de la tierra en la dirección obtenida. Este magnetómetro proporciona el "Azimuth de la boca del pozo" y el "Alineamiento magnético de la herramienta con respecto a la formación" (magnetic tool face).

-Un acelerómetro de varilla de torsión triaxial, una en cada dirección obtenida. Este acelerómetro

proporciona la "inclinación de la boca del pozo" y también indica el "alineamiento gravimétrico de la herramienta con respecto a la formación" (gravity tool face).

B.-TEMPERATURA.

Un sensor de temperatura se encuentra incorporado al instrumento de medición direccional, el que además de proporcionar un medio para la corrección de mediciones, también nos da una lectura directa de la temperatura del lodo en el fondo del pozo.

...../.....

2.3.-OPERACION DEL SISTEMA TELEMETRICO:

2.3.1.-EN PERFORACION ROTATIVA.- Para obtener una medida, la rotación es parada por aproximadamente 85 segundos, mientras se mantiene la circulación. La reciprocación de la sarta de perforación puede empezar una vez que la transmisión de datos ha comenzado, si existe peligro de atascamiento de tubería. En el conjunto de fondo, un sensor rotacional reconoce el cese de la rotación, señala al sensor direccional para medir el alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool face), inclinación y ángulos de azimuth, y activa el transmisor (pulsador), el cual envía un mensaje preliminar (una serie inicial de pulsos de presión) a la superficie. El mensaje preliminar activa y sincroniza el equipo de superficie electrónico.

Mientras el mensaje preliminar esta siendo transmitido, el sensor direccional obtiene los 3 ángulos, los datos son almacenados electrónicamente, y cuando las mediciones están completas, el pulsador envía los datos a la superficie. Una vez empezada la transmisión de datos, el perforador debe reanudar la perforación rotativa.

Cada medición angular requiere aproximadamente de 50 segundos para la transmisión, así enviar un juego completo de 3 ángulos direccionales toma 2.5 minutos.

Tan luego como la sarta deje de rotar, el sensor direccional continua haciendo nuevas mediciones de los 3 ángulos direccionales, almacena los datos, y transmite éstos a la superficie.

Si es necesario un segundo juego de lecturas, la sarta de perforación es mantenida estacionaria mientras el primer juego de lecturas es transmitido. En este caso, el sensor rotativo inactivo permite un nuevo ciclo de mediciones comenzando durante la transmisión del primer juego de datos.

La transmisión del segundo juego de datos empieza tan pronto como el primer mensaje es completado.

Una vez reanudada la perforación rotativa, el sensor direccional es desactivado por el sensor rotacional y el pulsador se interrumpe después de transmitir la más reciente data adquirida.

2.3.2.-EN DESVIACION.- Cuando el sistema es operado con un motor de lodo (mud motor) ó métodos de desviación a chorros, este opera continuamente mientras se mantiene la circulación. Esto proporciona una continua manifestación de inclinación, azimuth, y alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool face) durante la perforación en ausencia de la rotación de la sarta de perforación.

El sistema es particularmente útil durante el inicio de la desviación (kickoff), y esta versatilidad permite el uso de una variedad de herramientas de desviación. El monitoreo continuo del alineamiento de la herramienta con respecto a la formación permite al perforador compensar la reactivación del torque del motor de lodo por el uso de datos reales en vez de las reglas del "pulgar". Así la orientación y azimuth conveniente de la herramienta permite al supervisor de la perforación direccional observar y controlar el ángulo y la dirección de acuerdo a lo planificado. La palabra "continuar" significa que las lecturas están listas cada 2.5 minutos antes que la circulación cese.

...../.....

2.4.-MWD como reemplazo del "dispositivo direccional a cable"(wireline steering):

Desde Febrero de 1979 este sistema fue usado como la fuente primaria de datos direccionales para 32 herramientas de desviación corridas en el mar del Norte. En todas ellas, se alcanzó los objetivos de la perforación direccional debido al uso de datos MWD. En 7 de las 32 herramientas, un giroscopio de disparo unitario (single shot) fue corrido en la parte superior del conjunto de fondo durante la perforación.

Los supervisores de perforación direccional se han adaptado fácilmente a la adición broca-giroscopio.

Así el sistema ahorró tiempo y proporcionó una alta orientación durante la interferencia magnética, y no fue necesario un viaje para recoger el sistema telemétrico para la guía de la herramienta cuando la necesidad por el giroscopio de disparo unitario había terminado.

Para que el operador se asegure un máximo uso del sistema telemétrico en el modelo de desviación requiere consideraciones del ambiente de la

perforación y otras herramientas de perforación.

Se recomienda lo siguiente :

1.- El operador debe asegurarse que los motores de desplazamiento positivo usados con el sistema hayan sido mantenidos y/o no hayan excedido el límite de las horas de uso recomendadas. Ambas condiciones pueden causar baja penetración, baja capacidad de caballos de fuerza, bajo peso sobre la broca (WOB) y atascamiento. El atascamiento puede causar pulsos falsos que pueden interrumpir o invalidar los datos.

2.- Las condiciones del hueco deberían ser tales que la broca sea mantenida en el fondo sin fluctuaciones drásticas en el peso sobre la broca. El atoramiento de la broca en el fondo causa un atascamiento en el motor de lodo que puede iniciar pulsos falsos y puede tender a interrumpir o invalidar los datos.

La reducción de la probabilidad del atascamiento diferencial por varios métodos, particularmente introduciendo agentes lubricantes para incrementar la capacidad de deslizamiento del fluido, aparecen para minimizar este factor condicional del hueco.

3.- El diseño de los conjuntos de fondo (BHA, Bottomhole Assembly) deberían permitir al perforador maniobrar y mantener la broca en el fondo sin una gran variación en el peso sobre la broca. El uso de estabilización encima del "motor de lodo" no es recomendable debido a que este puede inclinar el conjunto de fondo y variar excesivamente el peso sobre la broca.

Esto puede causar "pulsos falsos" que pueden interrumpir o invalidar los datos MWD.

4.- Las recomendaciones al perforador para realizar un máximo uso del sistema telemétrico envuelven el mantenimiento del peso sobre la broca en un nivel constante debajo de los puntos de velocidad mínima del motor de desplazamiento positivo y la posible practica de parar por 15 segundos la bomba de lodo y luego empezar la rutina.

El entendimiento de la telemetría en conjunción con las practicas de perforación permiten un máximo ahorro en tiempo, cantidades óptimas de datos telemétricos útiles y un máximo control direccional de la boca del pozo.

Ventajas Ventajas

Decisiones de Perforación y Completación

Chequeo de lecturas

Rapidez

Mayor frecuencia de intervalos de medición

Ahorro en el tiempo de Perforación

Repetición

2.5.-SISTEMA MWD CONVENCIONAL „VENTAJAS:

Entre los beneficios de este sistema, hay 6 que son particularmente dignos de atención en relación con lo dicho anteriormente:

1.- Durante la perforación rotativa, el supervisor de la perforación direccional tiene disponible un completo juego de lecturas medidas en menos de 4 minutos después que la rotación es parada. (ver operación del sistema telemétrico).

2.- Un juego de lecturas chequeadas pueden ser obtenidas dentro de un tiempo adicional de 1.5 minutos. La obtención de lecturas chequeadas con un instrumento de medición a cable es generalmente prohibitiva debido a la suma del tiempo perdido de perforación y el incremento de riesgo de atascamiento.

3.- Durante las operaciones de desviación en las cuales el sistema esta funcionando con un "dispositivo direccional", las lecturas son dadas cada 1.5 minutos, y no se pierde tiempo en el recobro ó inserción después de cada parada de la perforación ó durante el tiempo de bajada y subida de las herramienta de perforación (rig up ó el rig down).

4.- La rapidez con la cual el sistema proporciona datos medidos, lo hace muy practico para la toma de medidas con mucha más frecuencia de intervalos.

Este incremento de volumen de los datos medidos hacen un mejor control direccional por el supervisor de la perforación direccional. Esto capacita al supervisor para minimizar solamente los cambios del conjunto de fondo para los propósitos del control direccional.

Esto también reduce la frecuencia de desviación de las herramientas corridas por pozo, lo cual se asocia al ahorro de costos y de tiempo.

5.- El corto período de tiempo necesario para obtener un estudio sobresaliente con una mayor frecuencia de intervalos de medición permiten al supervisor obtener las más recientes informaciones de los resultados del cambio de variables de perforación, tales como peso sobre la broca, revoluciones por minuto, galones/minuto ó libras/pulgada².

6.- La "repetición" es la capacidad de obtener los mismos datos de la misma profundidad en múltiples intentos con el mismo instrumento y/ó con instrumentos diferentes del mismo tipo.

El alto costo del tiempo de operación (rig time) y la alta probabilidad de atascamiento, han hecho difícil una prueba de "repetición" bajando instrumentación de medición a cable.

La "repetición" del sensor direccional comparados con otros sensores direccionales a una misma profundidad es excelente.

La capacidad para obtener el mismo dato una y otra vez de la misma profundidad ha sido comprobada innumerables veces. El bajo costo del tiempo de operación (rig time) hace aceptar este sistema en vez de un costo alternativo.

Actualmente el pulso negativo en la presión de lodo usado por el sistema MWD es transmitido cinco veces más rápido que antes y puede alcanzar profundidades hasta por debajo de 16,000 pies. Las primeras versiones del sistema requerían de 7 1/2 minutos para llevar la información a la superficie. Ahora solamente se requiere de 1 1/2 minutos.

...../.....

3.-EXPERIENCIAS DE CAMPO DEL MWD CONVENCIONAL

3.1.-EL AMBIENTE DEL MAR DEL NORTE PARA EL PULSO DE LODO TELEMETRICO

Las diferencias en el ambiente esperadas en el Mar del Norte que no se ven en otros lugares como en el Golfo de México incluyen más altas ratas de flujo, interferencias magnéticas adicionales, mayores diferencias angulares con mayor abertura del hueco (openhole), incremento en las medidas de profundidades y una variedad de formaciones.

Adicionalmente, un tamaño diferente del hueco, del cuello lastrabarrena y del diseño del conjunto de fondo (BHA) y configuraciones es común en el Mar del Norte. La necesidad de herramientas especiales de perforación no usadas previamente fue esperada.

La respuesta para las altas ratas de flujo requirió el rediseño de la combinación turbina/alternador/caja de energía. El sistema de generación de energía fue rediseñado para tratar ratas de flujo de 550 a 1100 galones/minuto requeridas para limpiar la gran superficie de los huecos en el Mar del Norte.

Esto fue realizado y usado opcionalmente en todos los 17 sistemas MWD. Para una mejor corrida del motor de desplazamiento positivo en huecos de 12 1/4 pulgadas y de los requerimientos de rotación, se usó un sistema de generación de energía a bajas tasas de flujo fijas (400 a 800 galones/minuto).

La perturbación magnética y los problemas de anomalías en las medidas en el Mar del Norte fueron tomadas en cuenta. Para calcular esto se requirió de una cuidadosa prueba magnetométrica adicional en las botellas antimagnéticas. El uso de botellas antimagnéticas cortas (10 a 15 pies) bajo la herramienta fue necesario para proveer un espaciamiento de 20 a 25 pies para el sensor direccional.

Dos botellas antimagnéticas de 30 pies fueron corridas encima de los conjuntos de fondo (un total de 109 pies de botellas antimagnéticas en conjunto) en pozos tempranos (early wells) para facilitar la toma de medidas con dispositivos de disparo unitario (single-shots) magnéticos. Este incremento de tamaño del conjunto antimagnético encima y debajo del conjunto de fondo proporciona resultados repetidos de estrecha coincidencia con otros métodos de estudios de

pozos, como el giroscopio y métodos magnéticos. El uso de estabilizadores antimagnéticos (tan opuesto al estabilizador normal de acero) es estimulado en la sección antimagnética de la sarta para reducir las posibilidades de más interferencia.

Pruebas magnetométricas son ejecutadas en botellas antimagnéticas durante intervalos entre el tratamiento del campo para asegurar que las anomalías magnéticas no estén presentes.

La prueba de control de calidad de las botellas es un factor importante para lograr la coincidencia entre los instrumentos magnéticos y giroscópicos sobre esta experiencia previa en el Mar del Norte.

...../.....

3.2.-EXPERIENCIAS DE OPERACION EN EL MAR DEL NORTE

Desde 1979, el sistema ha operado satisfactoriamente bajo una variedad de condiciones en el Mar del Norte, algunas de las cuales incluye "operaciones" con las siguientes características:

1.- En una plataforma semisumergible en el modelo de perforación rotativa y en el modelo de desviación;

2.- En un fluido de perforación base aceite a una profundidad medida (MD=measured depth) de 10,477 pies;

3.- Con herramientas especiales tales como la herramienta de choque (shock tool), una turbina direccional (straight-hole turbine), motores de desplazamiento positivo o de lodo (Magna drill, y un Dyna drill), un Rebel tool (un dispositivo que induce cambios en la dirección del hueco), una broca de deflección a chorros;

4.- En presencia de 1 a 2 % de mica y gilsonita;

5.- A una profundidad medida de 14,999 ft;

6.- 430 horas de circulación en una herramienta pozo abajo sin mantenimiento. Además, el promedio de uso de la herramienta ha sido de 137 horas de circulación, incluyendo fallas en el equipo y de equipos removidos de servicio por mantenimiento

programado. Un total de 3,515 horas de circulación fueron acumuladas en 26 pozos.

El sistema también ha operado :

7.- Con lodos de 8.8 a 11.3 libras/galón, 8.5 a 12.2 ph, con una viscosidad de émbudo de 34 a 95, 350 a 950 galones/minuto, y 1,250 a 3,500 psi;

8.- Con un sensor direccional siendo operado a una máxima inclinación de 67.9 grados y una mayor latitud hacia el Norte de 61 grados 15 minutos. La máxima orientación del error potencial del azimuth ocurrió a 58 grados 30 minutos de latitud Norte, 67.9 grados de inclinación, y 263.6 grados de azimuth.

El sistema ha operado :

9.- En un hueco de 17 1/2 pulg con botellas de 8 pulgadas a 9 1/2 pulgadas de diámetro externo;

10.- En un modelo de desviación en el punto de inicio de la desviación (kickoff) para orientar los motores de lodo por métodos magnéticos; y

11.- En modelos de desviación en conjunto con un dispositivo de disparo único giroscópico para alcanzar los objetivos direccionales en un grupo de pozos bajo una plataforma.

...../.....

3.3.-CASOS TIPICOS DEL SISTEMA EN USO:

3.3.1.-CONTROL DEL CURSO:

*(Fig 4): En estos resultados se aprecia que la herramienta MWD fue el único dispositivo de medición usado e ilustra el grado de posible control cuando se dispone de un incremento de "datos de medición".

Después que fue corrido un conjunto de construcción angular (building assembly) desde la zapata de la tubería de revestimiento (casing shoe) de 13 3/8 de pulgada de diámetro externo a 4200 pies de profundidad medida hasta 4430 pies de profundidad medida, sólo fue necesario bajar un conjunto de mantenimiento angular (holding assembly) hasta los 9360 pies de profundidad medida.

Sólo se hicieron "viajes" para cambiar brocas gastadas. Las principales desviaciones en la trayectoria del pozo fueron causadas por cambios en la formación, notandose la interface arcilla/arenisca a 5580 pies de profundidad medida, la cual (en adición con la nueva broca) produce un aumento en la inclinación.

Esto fue controlado reduciendo el peso sobre la broca de 20,000 a 10,000 librasmasa hasta que la construcción de la inclinación hubo cesado.

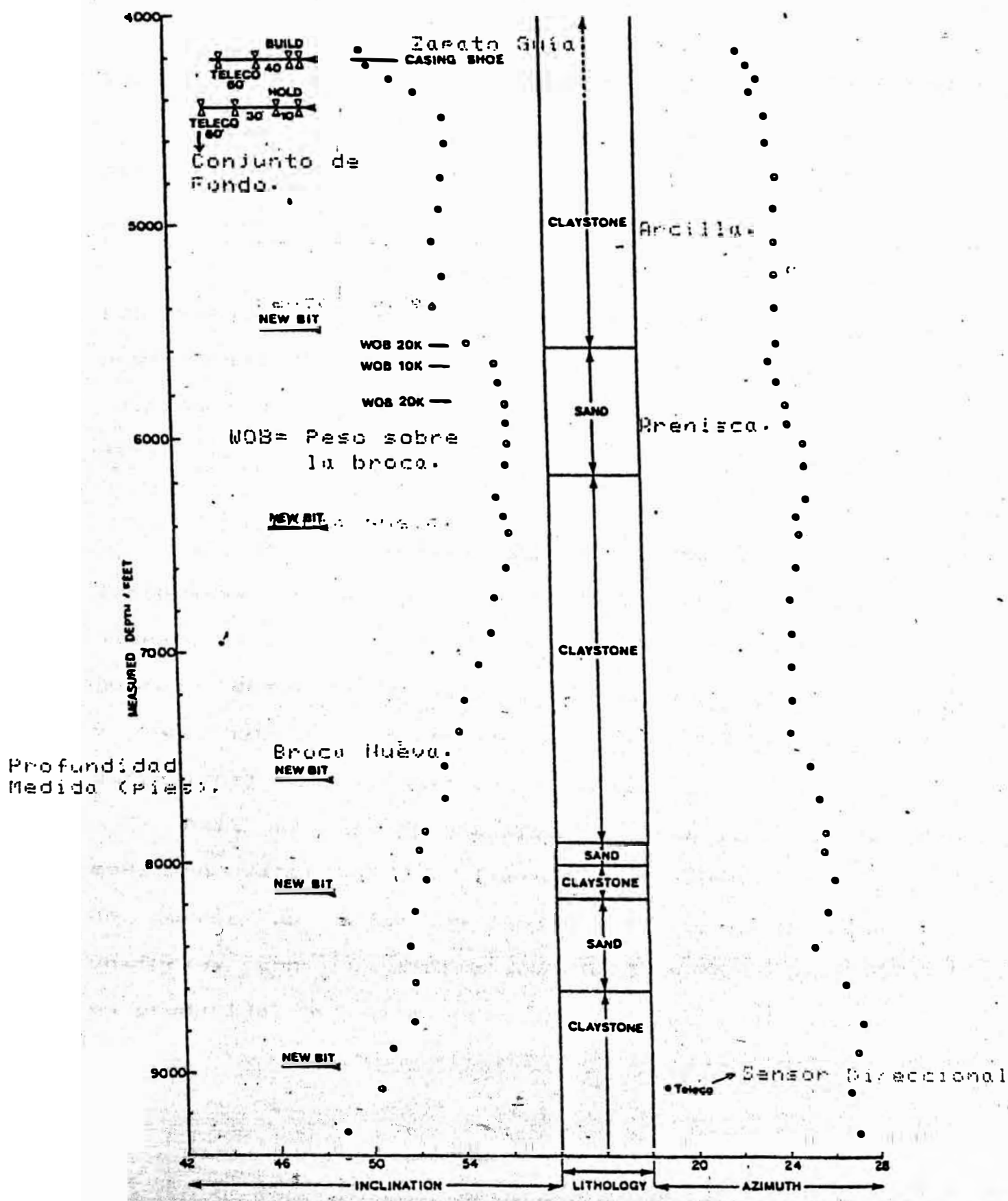
Luego el peso sobre la broca fue aumentado a 20,000 libras masa para alcanzar una gran penetración.

Generalmente, las mediciones fueron tomadas cada 150 pies durante la perforación rápida, pero cuando las variables de la perforación fueron cambiando, las mediciones fueron tomadas a intervalos cercanos para contrarrestar los efectos del cambio.

Así, un gran control fue ejercido sobre la trayectoria del pozo, y los tiempos consumidos por los viajes para cambiar el conjunto de fondo sólo para los propósitos de la perforación direccional fueron reducidos. Si el pozo hubiese sido perforado sin este dispositivo de medición, las mediciones en la sección de espaciamientos de aproximadamente 300 a 500 pies hubieran necesitado de muchos cambios de conjuntos de fondo sólo para los probables propósitos de la perforación direccional.

Con la frecuencia de disponibilidad de datos de este sistema, rumbos y cambios rápidos en la trayectoria del pozo pueden ser detectados oportunamente. Esta suma de datos puede permitir al supervisor tomar medidas correctivas para lograr que el pozo regrese a su curso usando conjuntos rotativos y posiblemente evitar una costosa corrida de la herramienta.

Fig. 4.- Medición MWD de un pozo dirigido en el Mar del Norte.



Evitando corridas de más de la herramienta se minimiza la probabilidad de futuros problemas mecánicos en el hueco originados por innecesarias altas severidades de patas de perro.

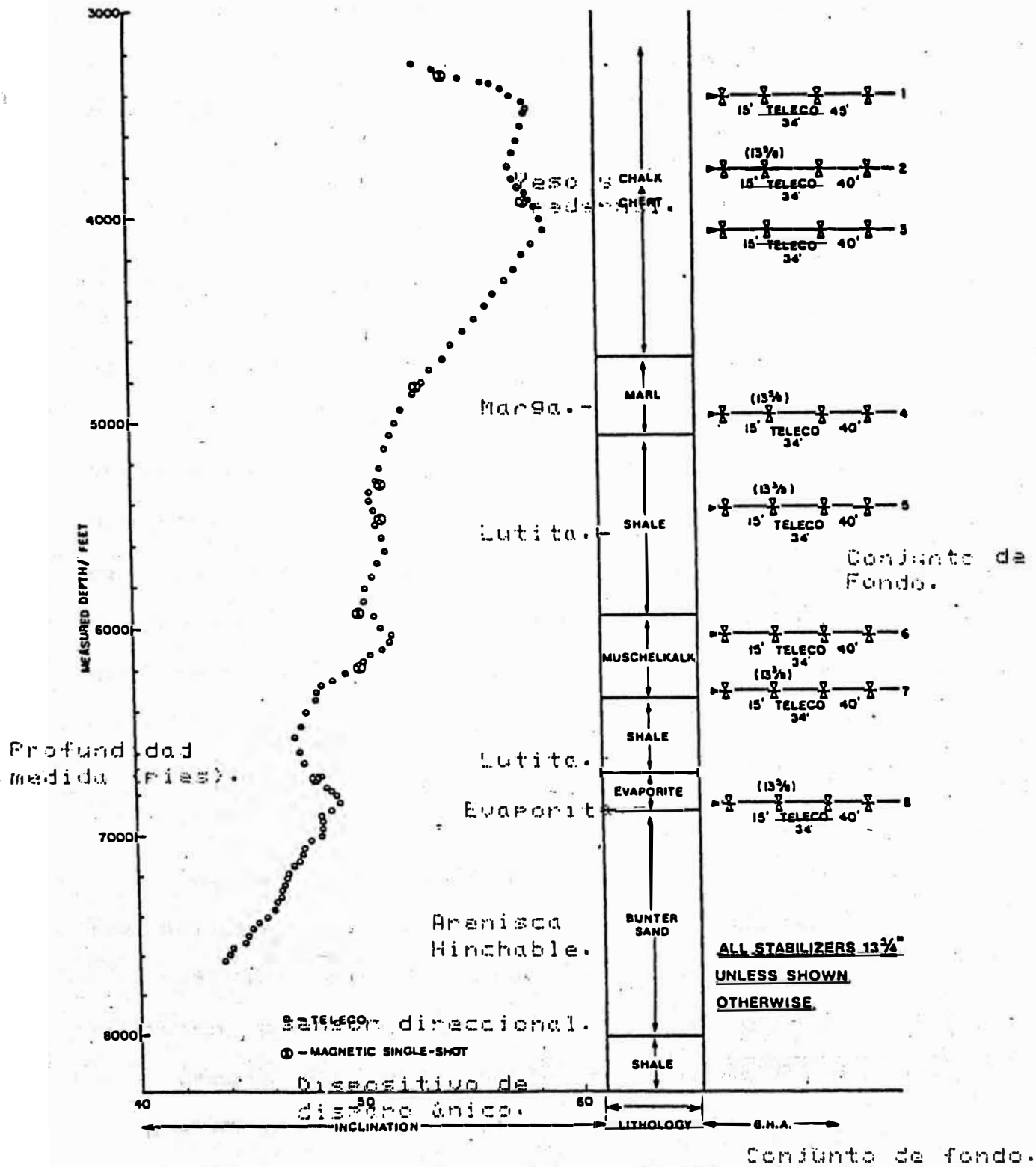
*(Fig 5): Rápidos cambios de la trayectoria del pozo ocurren en varios lugares, principalmente debido a los cambios de formación.

En 2 lugares, sobre todo de 5900 a 6000 pies de profundidad medida y de 6600 a 6800 pies de profundidad medida, la inclinación se incrementa rápidamente y sólo pudo ser corregida corriendo diferentes conjuntos.

Si no se hubiese usado el MWD (asumiendo la frecuencia usual de datos usando dispositivos de disparo unitario (single-shots)), quizás el pozo se hubiese desviado del curso antes de que sea detectado, y una corrida de corrección con una herramienta direccional tal vez hubiera sido necesaria.

Así, el uso de una mayor frecuencia de datos de medición "ahorran" el tiempo de operación y el costo de correr un motor de lodo. Una "boca de pozo" uniforme, con una mínima severidad de "pata de perro" es producida, así disminuyen los problemas mecánicos

Fig 5.- Uso del sistema MWD para monitorear rápidos cambios en la trayectoria de un pozo debido a cambios de formaciones en un pozo en el Mar del Norte.



en el hueco, los problemas de la tubería de revestimiento y los problemas de producción.

Aunque estos 2 ejemplos hablan primordialmente de la "inclinación", el mismo principio es aplicado para el uso de más datos para el cambio de dirección variando la velocidad de rotación ó usando conjuntos de fondo con el objetivo de alterar tanto la inclinación como la dirección. Se podría recordar que estos cambios en inclinación frecuentemente causan alteración en la dirección.

Por lo expuesto, manteniendo las variaciones de inclinación a un mínimo automáticamente se reduce los problemas de control direccional. Se ha observado que el volumen de datos de este sistema permite al supervisor ejercer más control sobre la trayectoria del pozo, efectuando aplicaciones más prudentes de las variables de perforación.

3.3.2.-COMPARACIONES DE MEDIDAS: (Survey Comparisons)

*(Fig 6): La aceptación del dispositivo de medición magnética depende de la concordancia con el uso previo de instrumentos magnéticos y giroscópicos hechos en similares latitudes geográficas.

La (Fig 6) compara el sensor direccional PWD, un giroscopio multi-disparo (multi-shot), y un dispositivo de disparo unitario (single-shot) magnético. Los datos del dispositivo de disparo unitario magnético se situán al norte de los datos obtenidos con los otros instrumentos. Esto es principalmente debido al menor resguardo antimagnético del "disparo unitario" comparandolo con la herramienta PWD. Esto es común en muchos de los trabajos en el Mar del Norte.

*(Fig 7): Ilustra el efecto de un cambio del conjunto de fondo en el sensor direccional. De 3400 a 5200 pies de profundidad medida, un conjunto empaquetado (broca, estabilizador cercano a la broca, una botella corta de acero, un estabilizador de la sarta (string stabilizer), etc) fue introducido en la boca del pozo.

Las lecturas empezaron a disernir con el giroscopio multi-disparo en rumbo norte. Esto se debió principalmente al incremento del efecto magnético por el conjunto de fondo, el cual alteró todo el campo magnético en la vecindad del sensor.

Si este volumen de datos no hubieran sido presentados, el efecto de esta influencia quizás se

hubiera pasado por alto o atribuida a otros factores.

La Fig 7 muestra una excelente concordancia entre los datos MWD y los datos del multi-disparo giroscópico.

*(Fig 8): Se presenta para ilustrar la concordancia de los datos MWD con el multi-disparo giroscópico y el rumbo norte similar del "dispositivo de disparo unitario magnético" (single-shot magnético).

...../.....

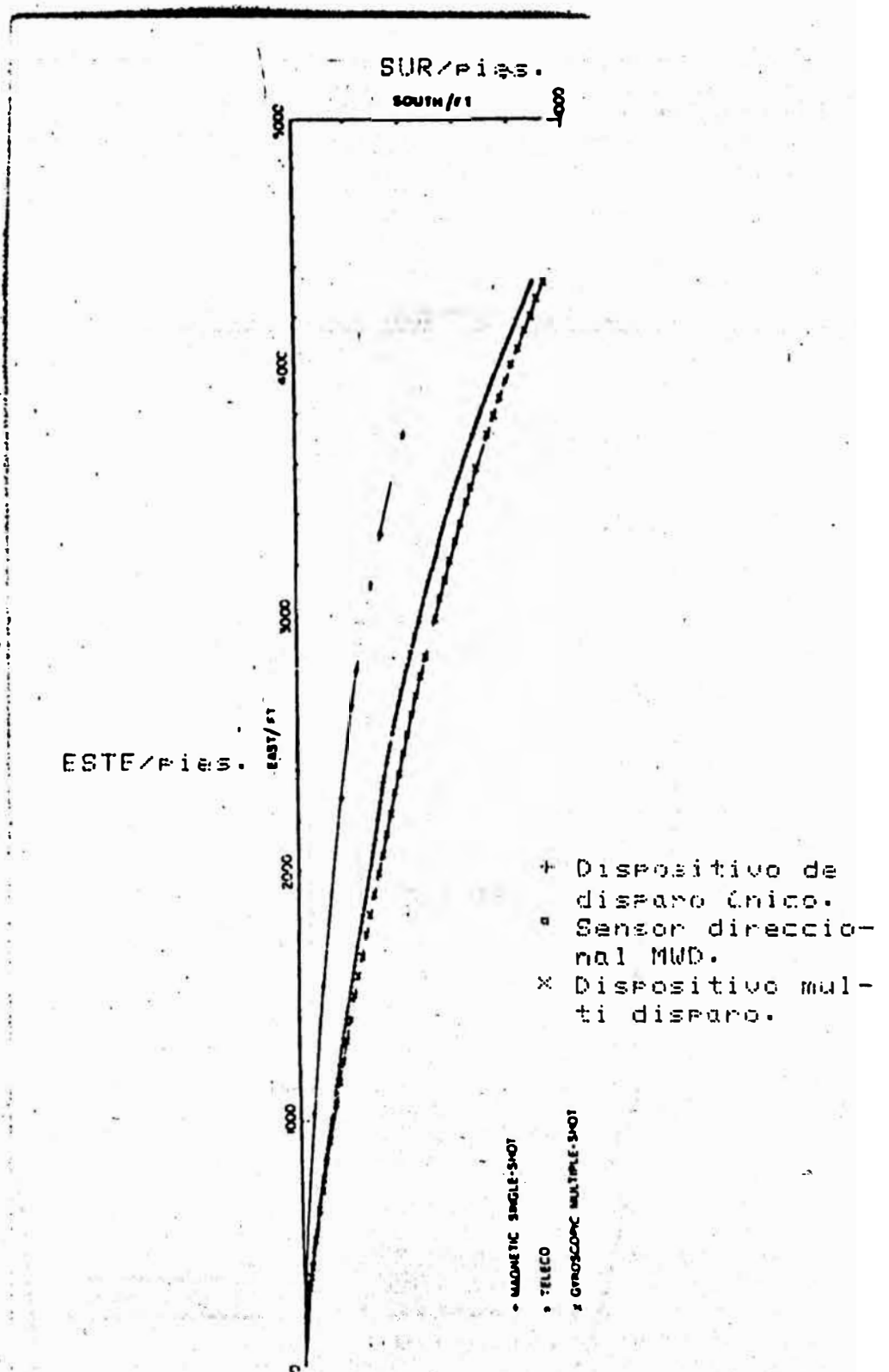
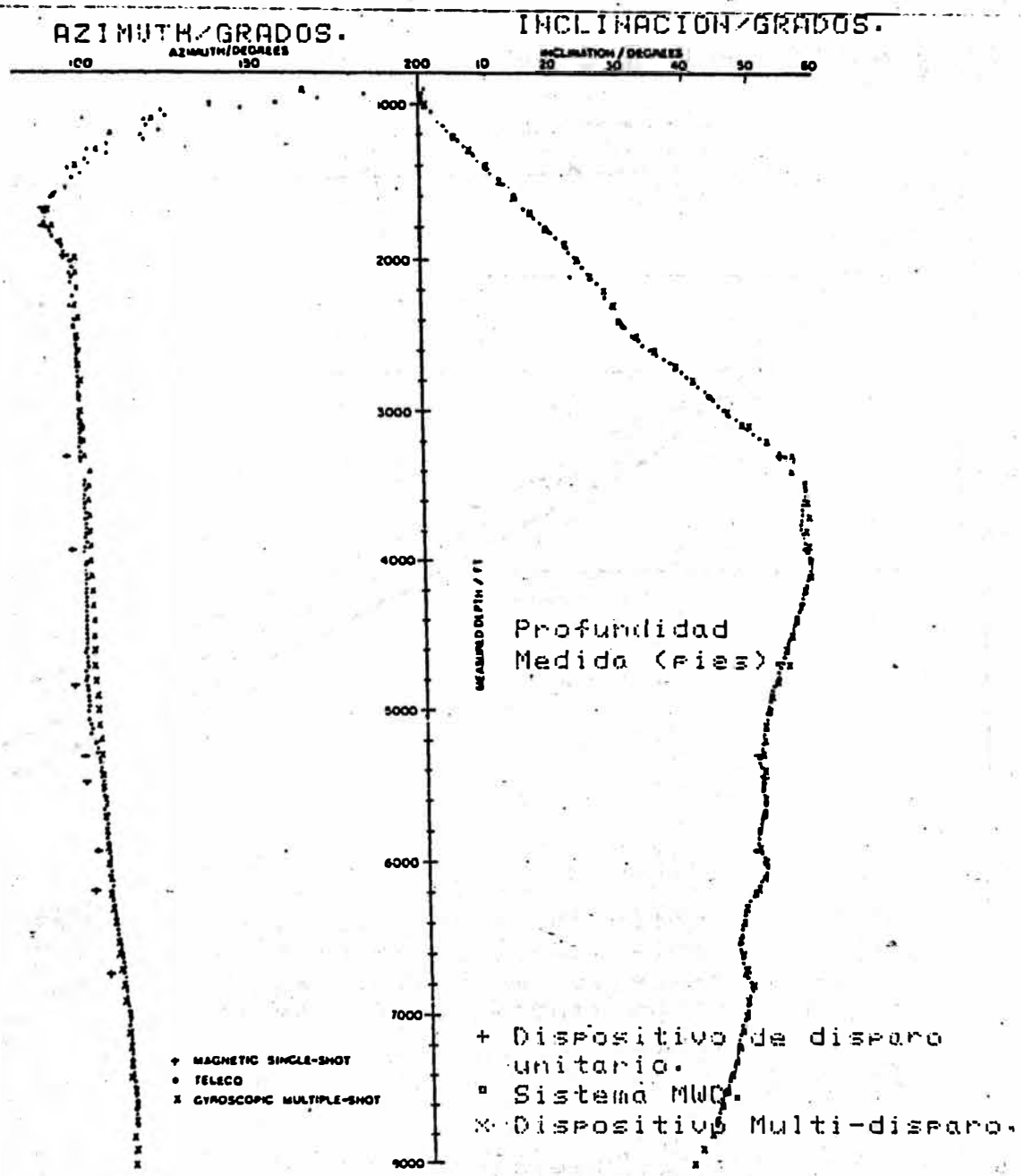


Fig. 6.- Comparación de un sensor direccional, un dispositivo multi-disparo y un dispositivo de disparo unitario para un pozo en el Mar del Norte.



F1 7.- Efecto del cambio del "conjunto de fondo" en un sensor direccional MWD.

OESTE/metros.

WEST / METERS

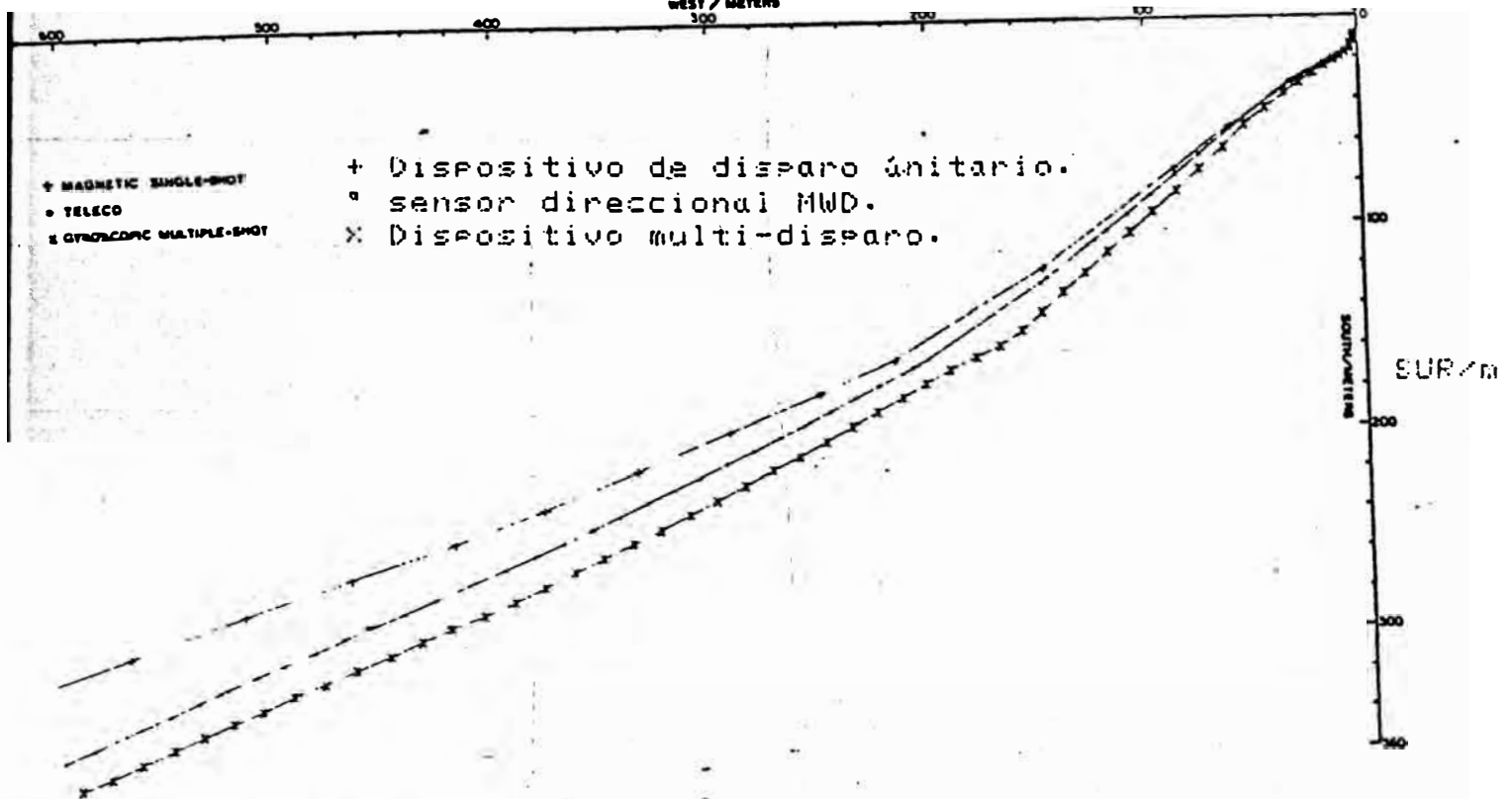


Fig. 8.- Concordancia de los datos MWD con el multi-disparo giroscópico y el rumbo Norte similar del dispositivo de disparo único magnético.

4.-MWD ADICIONADO A RAYOS GAMMA Y PERFILES DE RESISTIVIDAD:

4.1.-DESCRIPCION DEL SISTEMA:

Un conjunto físico y electrónico desplegado en el campo (sistema hardware) de registro conteniendo herramientas de fondo, una computadora en la superficie, un sistema ploteador (plotter) sensores monitoreados a profundidad, y un recinto para el equipo de superficie. Un equipo de perfilaje de registros litológicos (recorded lithology logging, RLL) es frecuentemente desplegado con el sistema, y es complementario para otros servicios, tales como el perfilaje del lodo y el tiempo real del MWD direccional.

Si fuese necesario todos los equipos de superficie pueden ser acomodados en una locación segura. Consecuentemente, es posible correr el servicio a partir de algún espacio adecuado.

4.2.-SISTEMA DE SUPERFICIE :

Los módulos de superficie proporcionan la capacidad para la carga operativa del sistema lógico (software) en la herramienta de fondo, para extraer los datos registrados en el fondo durante una corrida de broca, para monitorear la profundidad según progrese la perforación, para correlacionar

profundidades con datos de formación, y para generar ploteos de resistividad, conductividad, rayos gamma, y rata de penetración vs. profundidad. (medidos ó a la profundidad vertical verdadera).

Un terminal de funciones, como el terminal del operador, una caja digital de grabación magnética (digital magnetic-tape drive), y una impresora, componen la parte física y electrónica del ordenador (hardware). Los datos recibidos del fondo son almacenados en un disco magnético y expuestos en el terminal (pantalla) y/o es ploteado.

Se usan adaptadores especiales, disponible comercialmente para computadoras, como el computador principal de superficie y la interface central para el terminal del operador, sistemas de profundidad, ploteadores, y computadora de fondo. Estos monitores computarizados y registradores de profundidad durante la perforación proporcionan la capacidad de procesamiento necesario para correlacionar la profundidad y los datos de formación; para el ploteo del perfil.

La profundidad es monitoreada usando un disco bloque corona (crown-block-mounted wheel) y un conmutador de línea muerta (deadline-mounted switch).

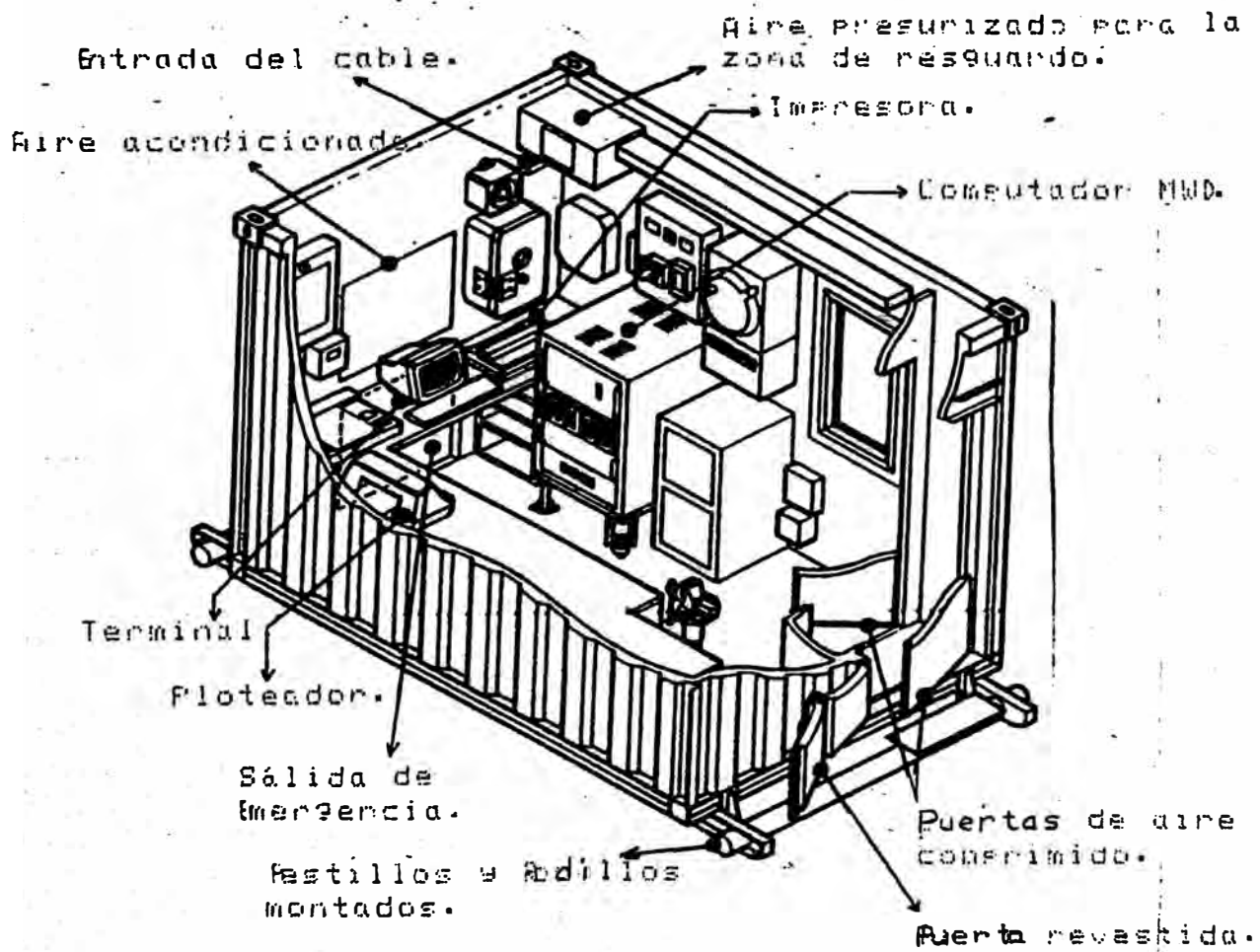
El conmutador de línea muerta indica cuando la tubería está en las cuffas (slips), cambios en profundidades que son transmitidos digitalmente por el disco bloque corona al computador de superficie.

Los datos de profundidad son almacenados en el computador de superficie cronológicamente. Un reloj de cuarzo en el computador de superficie proporciona el tiempo de referencia para los datos de profundidad y un tiempo inicial de referencia por un reloj similar en el computador de fondo.

Datos de tiempo/profundidad acumulados en la superficie, mientras datos del sensor valor/tiempo son registrados en el fondo. Los perfiles del sensor valor/tiempo son producidos en superficie por la correlación de tiempo de estos dos juegos de datos.

...../.....

"UNIDAD MUD"
.....



4.3.-RAYOS GAMMA DE FORMACION Y PERFILES DE RESISTIVIDAD:

Aunque en el MWD, los rayos gamma y la resistividad de la onda electromagnética (EWR) parecen similares a los perfiles a cable, hay algunas notables diferencias. Ambos perfiles (rayo gamma y EWR) son caracterizados por una inusual buena resolución vertical.

El EWR frecuentemente será similar a una resistividad inducida profunda, debido a que se lee la resistividad verdadera de la formación (R_t) en aquellos casos frecuentes en que el fluido de perforación no ha invadido profundamente la formación.

Se da atención a los factores que distinguen los sensores del sistema de registro MWD de las mediciones a cable.

Esto incluye:

- 1.-Rata de perforación e influencia de la rata de variación en el perfil de rayos gamma;
- 2.-Efectos de las botellas en ambas mediciones, rayos gamma y EWR ; y
- 3.-Han tenido lugar mediciones ocurridas antes de una sustancial cantidad de invasión.

4.3.1.--MEDICIONES DEL MWD RAYOS GAMMA:

Rápidos perfilajes y atenuación de la intensidad de rayos gamma debido a la "botella" son influencias predominantes en las mediciones MWD rayos gamma. Estos factores influyen en la precisión del perfil, resolución de fondo (bed resolution), y amplitud del perfil (variaciones causadas por una influencia espectral).

La botella (drill collar) reduce la intensidad del rayo gamma por un factor de 5 a 10, dependiendo su espesor. La pérdida de intensidad puede reducir la precisión y puede indirectamente afectar la "resolución de fondo". La perforación, sin embargo, es típicamente más lenta con corridas de perfiles a cable. Esta diferencia en la rapidez del perfilaje esta compensada por la atenuación de la botella.

El resultado mejorado de resolución y precisión son evidenciadas por el cambio de corte (sharper) en amplitud y más características de formación son exhibidas en el perfil MWD rayos gamma.

La Fig. B es una comparación de un perfil MWD rayos gamma y un perfil a cable rayos gamma en una

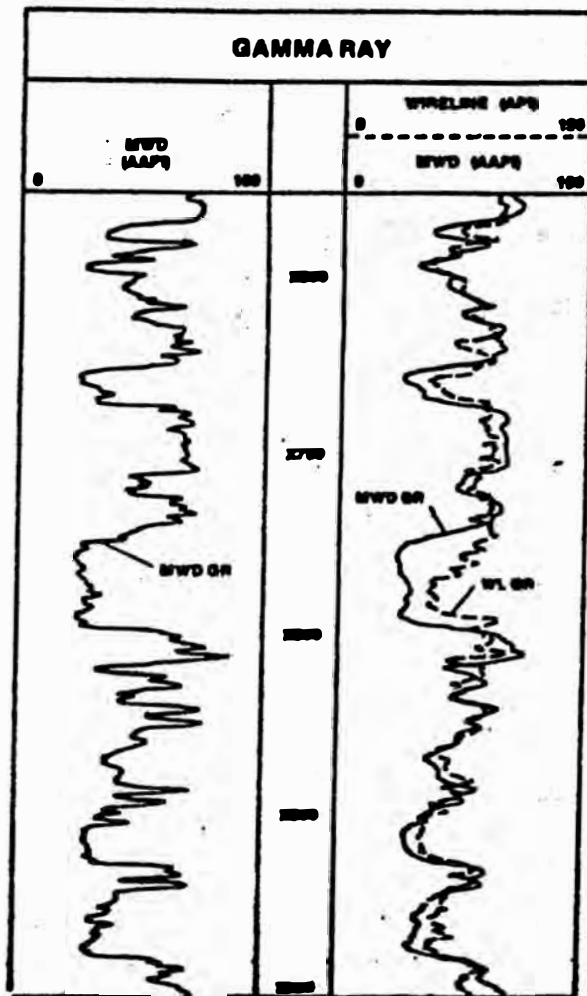


Fig. B.-- Ejemplo de la buena resolución vertical del perfil de rayos gamma MWD. El perfil disparado está en la pista izquierda. El perfil paralelo MWD (curva sólida) con el perfil de rayos gamma a cable (curva punteada) en la pista derecha.

secuencia arena/lutita. El perfil MWD rayos gamma esta en unidades API aparentes, debido a que las unidades API convencionales a cable no son aplicables. Este perfil MWD fue registrado a una rata promedio de perforación de 10 pies/hora.

Se nota la muy buena resolución espacial del nada uniforme perfil MWD presentado en la pista izquierda. Esta resolución puede conllevar a una mejor correlación perfil a perfil a través de muchos más detallados análisis del caracter estratigráfico de la formación.

En la pista derecha, el perfil MWD gamma ray ha sido uniformado para semejarse a un perfil a cable. Desde que la rapidez del perfilaje MWD varia con la rata de perforación, la resolución espacial de la medición MWD rayos gamma variará.

La máxima rata de perforación permitible que dará un perfil aceptable es determinada por la precisión y resolución de fondo requerida. Resultados del análisis son descritos en la Fig. C. Este "nomograma" ha sido construido para una resolución de fondo normal de 1 pie. El parámetro de sensibilidad de la herramienta (k) es una función del diseño del sensor.

Fig C.-
 ○○○○○○

NOMOGRAMA PARA DETERMINAR LA PRECISION DEL
 PERFIL DE RAYOS GAMMA.

S.- Precisión en porcentaje de la desviación normal.

Δt .- Tiempo de prueba.

R.- Rata de perforación.

k.- Sensitividad de la herramienta.

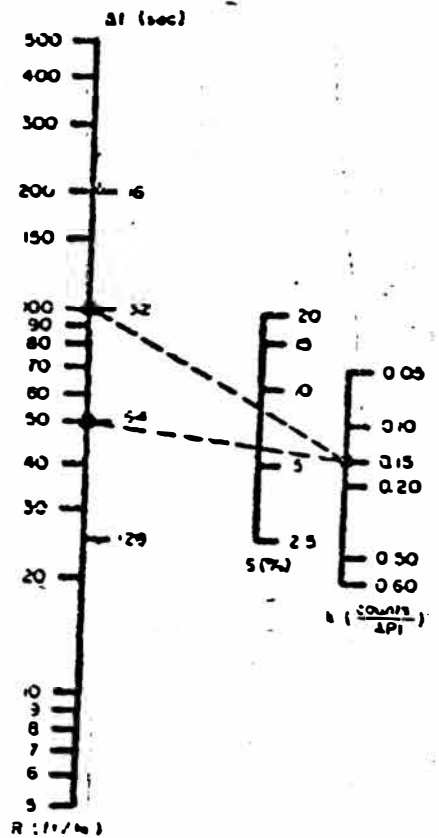
**NOMOGRAM FOR DETERMINING
 GR LOG ACCURACY (S)**

S - ACCURACY IN PERCENT
 STANDARD DEVIATION

Δt - SAMPLE TIME

R - DRILLING RATE

k - TOOL SENSITIVITY



La atenuación de los rayos gamma debido a la tubería de revestimiento (casing), la presión alojada en la sonda, ó fluidos de la boca del pozo; son reconocidos en un perfilaje a cable, pero en la practica tienen una menor influencia en el perfil.

Efectos más notorios son vistos cuando las mediciones son hechas atravez de una botella de gran espesor. La técnica de análisis Monte Carlo ha sido usada para estudiar esta atenuación por la botella. Estos cálculos determinan que grado de radiación causada por potasio, uranio y torio desenriquecidos es atenuado por la botella.

Litologías ricas en potasio serán altamente leídas cuando se profile con herramientas FWD.

Reciprocamente, zonas libres de potasio, pero activas debido al torio y/o uranio tendrán una alta lectura de intensidad de rayos gamma en perfiles a cable.

Las evidencias podrían ser más evidentes en lutitas. Las arcillas (lutita) pueden tener un alto contenido de potasio (illita) ó no tener contenido de potasio (montmorillonita) para cantidades comparables de torio y uranio.

La Fig.D ilustra los resultados de estos cálculos usando la técnica Monte Carlo. Unidades API (a cable) y API aparente (MWD) han sido calculadas por fuentes representativas de hidrocarburos y litologías de reservorio.

La línea sólida da los valores esperados a cable y los límites de las áreas achuradas son los valores MWD.

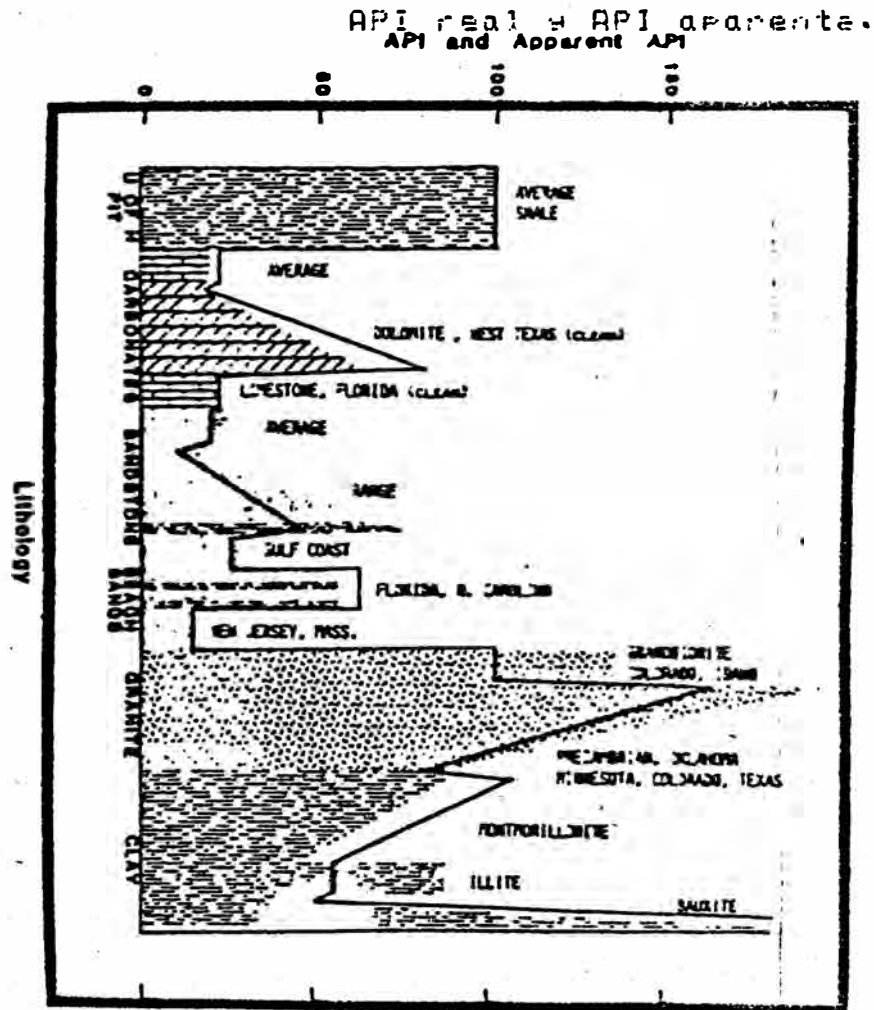
El primer bloque en la izquierda muestra la calibración definida por API de 100 grados API (0.6 g/cc) para una lutita promedio. Aquí el perfil MWD y a cable coinciden por definición.

A.- RAYO GAMMA NORMAL:

El sensor de rayo gamma de formación y la electrónica están localizados en una sección de 2.75 metros (9 pies) en la parte inferior de la sarta interna de la electrónica. Se fija una botella corta adicional (gamma sub) en la botella principal para acomodar esta longitud extra.

Están disponibles dos tipos de sensores, el contador Geiger Mueller y el contador Scintilometro. Ellos miden la intensidad radiactiva natural de la formación y proporcionan un perfil de rayos gamma de

Fig. D. Comparación del rayos gamma MWD con el rayos gamma a cable para varios litologías. Los valores MWD están mostrados por los límites del área achurada, mientras que la línea sólida representa los valores a cable (medición a cable).



formación en superficie durante la perforación.

B.--RAYO GAMMA ENFOCADO:

Se usa como una alternativa del rayo gamma normal, el rayo gamma enfocado tiene aplicaciones específicas para perforación horizontal y de alto ángulo.

El sensor gamma esta cubierto en sus 3/4 partes de circunferencia, por una protección de tungsteno, dejando descubierta una ventana de 90 grados. La radiactividad de la formación sólo es detectada en el área cubierta, siendo severamente atenuada en la ventana.

En un hueco horizontal, mediante el sensor direccional, se puede establecer la orientación de la ventana.

El gamma de formación es compilado y ploteado cuando los puntos de la ventana suben (high side) y bajan (low side).

La coordenada de longitud de uno de estos gamma en relación a otros, indica que el hueco se esta acercando a un límite geológico. De esta manera el rayo gamma enfocado es usado para mantener el hueco horizontal en un reservorio.

C.-PRESION DE LODO EN EL ANULAR Y EN LA SARTA:

Distinto al sensor previamente descrito y asociado a la electrónica, este sensor se localiza en la parte superior de la unidad de transmisión del pulso de lodo (pulser ó pulsador), y no requiere de botellas adicionales. Este reemplaza directamente al "conmutador de presión", antes descrito, e incorpora 2 medidores separados de presión.

-Uno mide la presión de la columna de lodo encima de éste en la sarta;

-El otro (por medio de conexiones al sistema hidráulico del pulsador) mide la presión de la columna de lodo encima de éste en el anular.

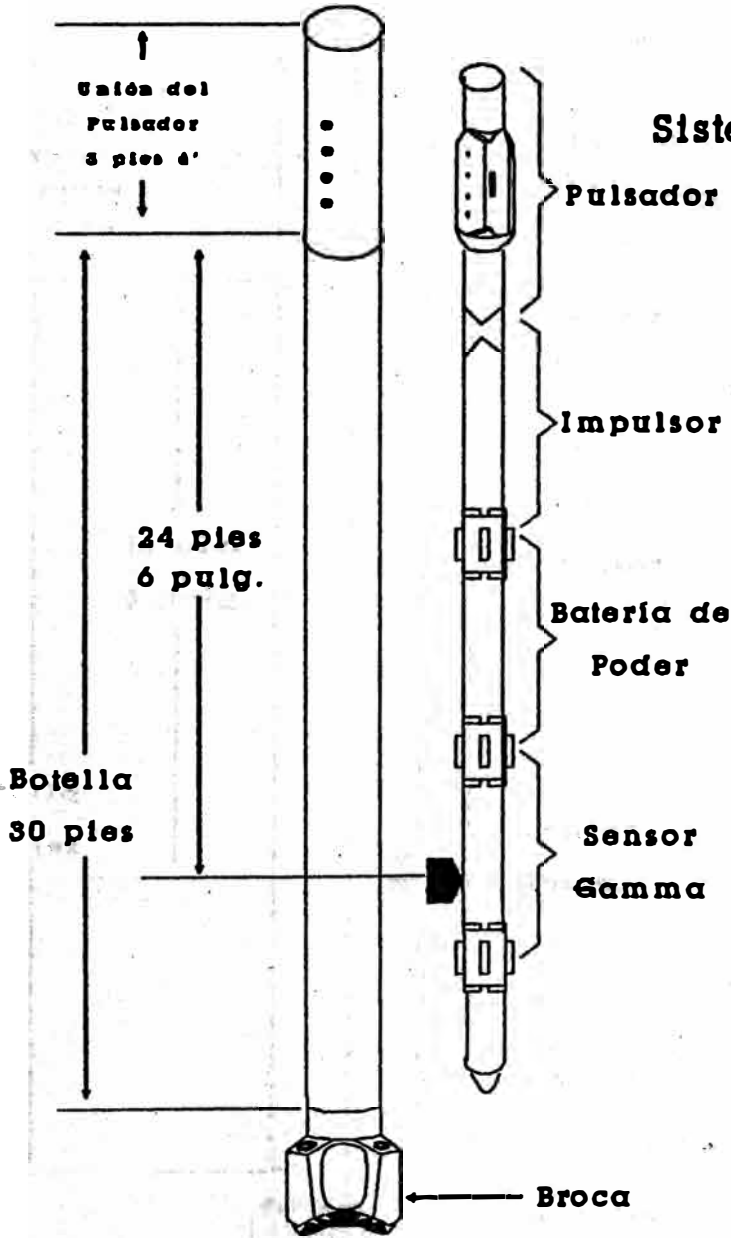
Estas mediciones separadas son transmitidas a superficie, Presión Anular, Presión de la Sarta de Perforación y Presión Diferencial.

D.-VELOCIDAD DE LA TURBINA DE PERFORACION:

El sensor y la electrónica están situados en una sección corta en la parte inferior de la sarta interna de la electrónica. Al igual que el sistema de rayo gamma de formación, éste requiere una botella corta adicional fijada a la botella principal. Una simple modificación en la parte más alta de la turbina

Sistema Gamma

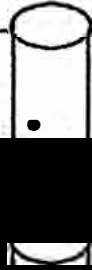
Sistema de Poder a Batería



Punto de Medición

del Sensor Gamma

↑
Turbina/
Unión del



Turbina de
Poder

Sistema Gamma

Sistema de Poder a Turbina

Pulsador

Impulsor

Sensor
Gamma

Punto de Medición

del Sensor Gamma

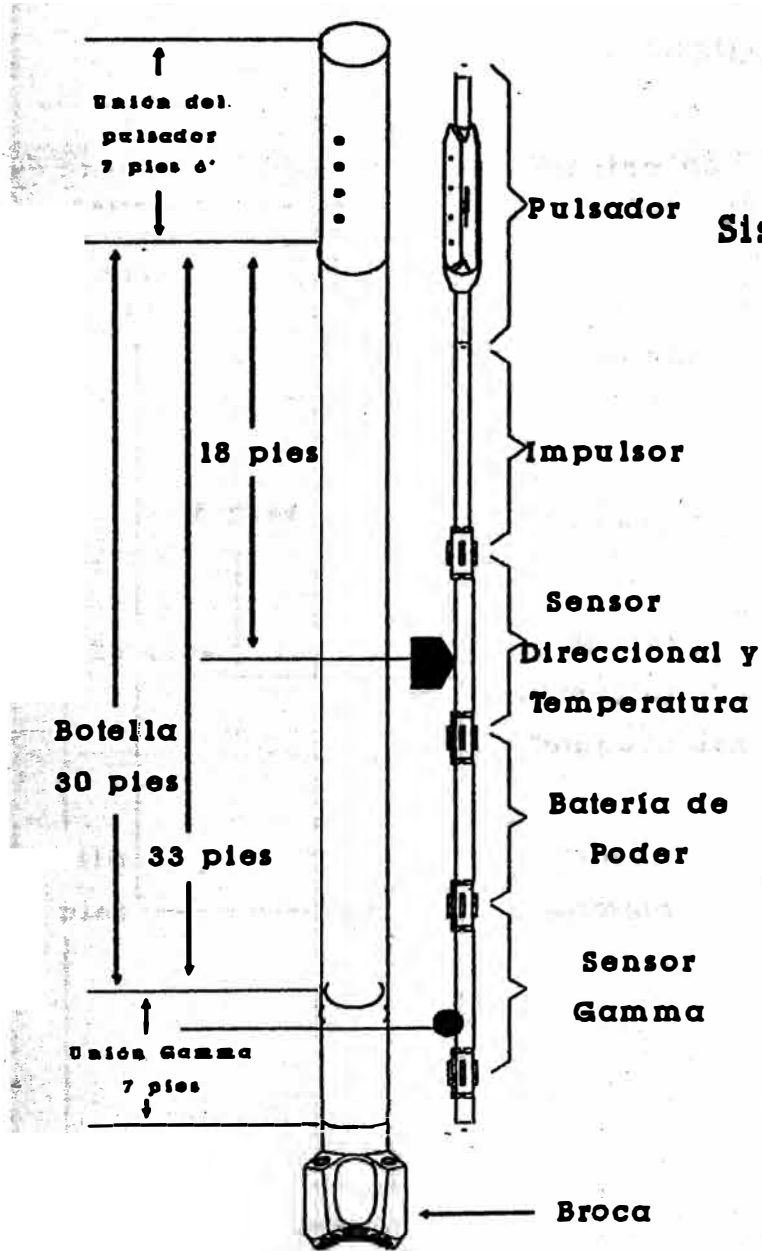
Broca



Bo
30

Sistema Direccional Gamma.

Sistema de Poder a Bateria

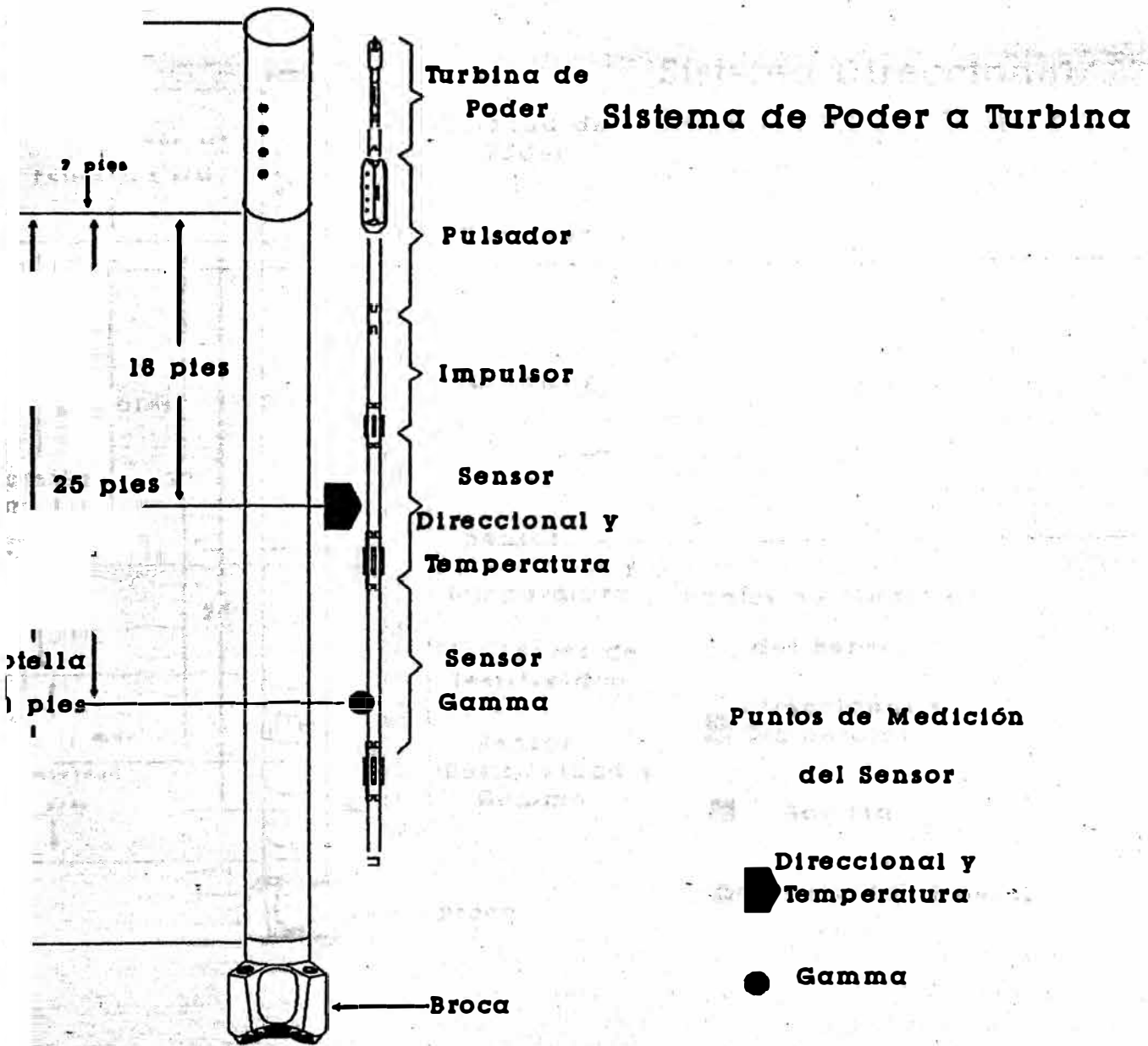


Puntos de Medición del sensor

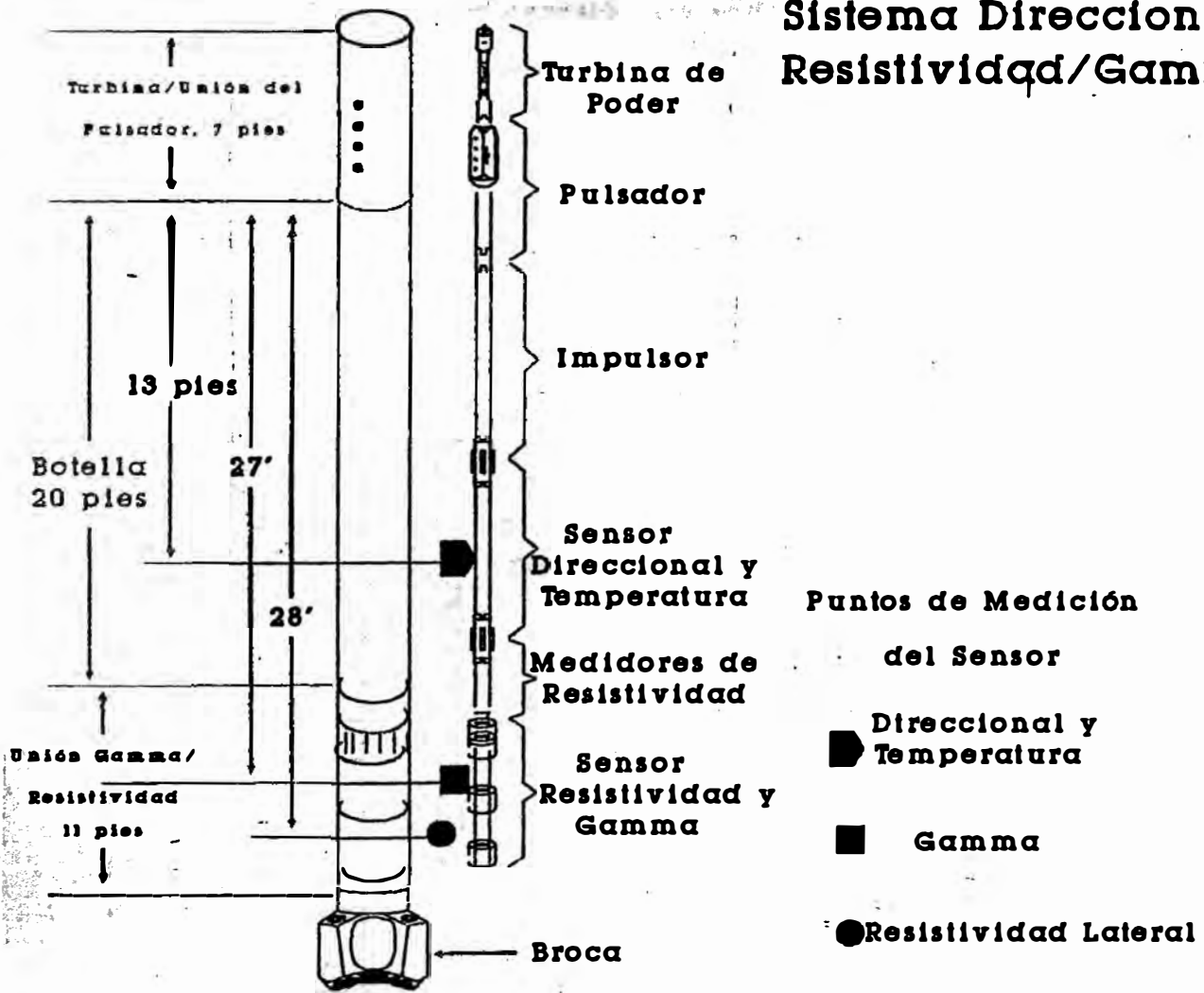
 Direccional y Temperatura

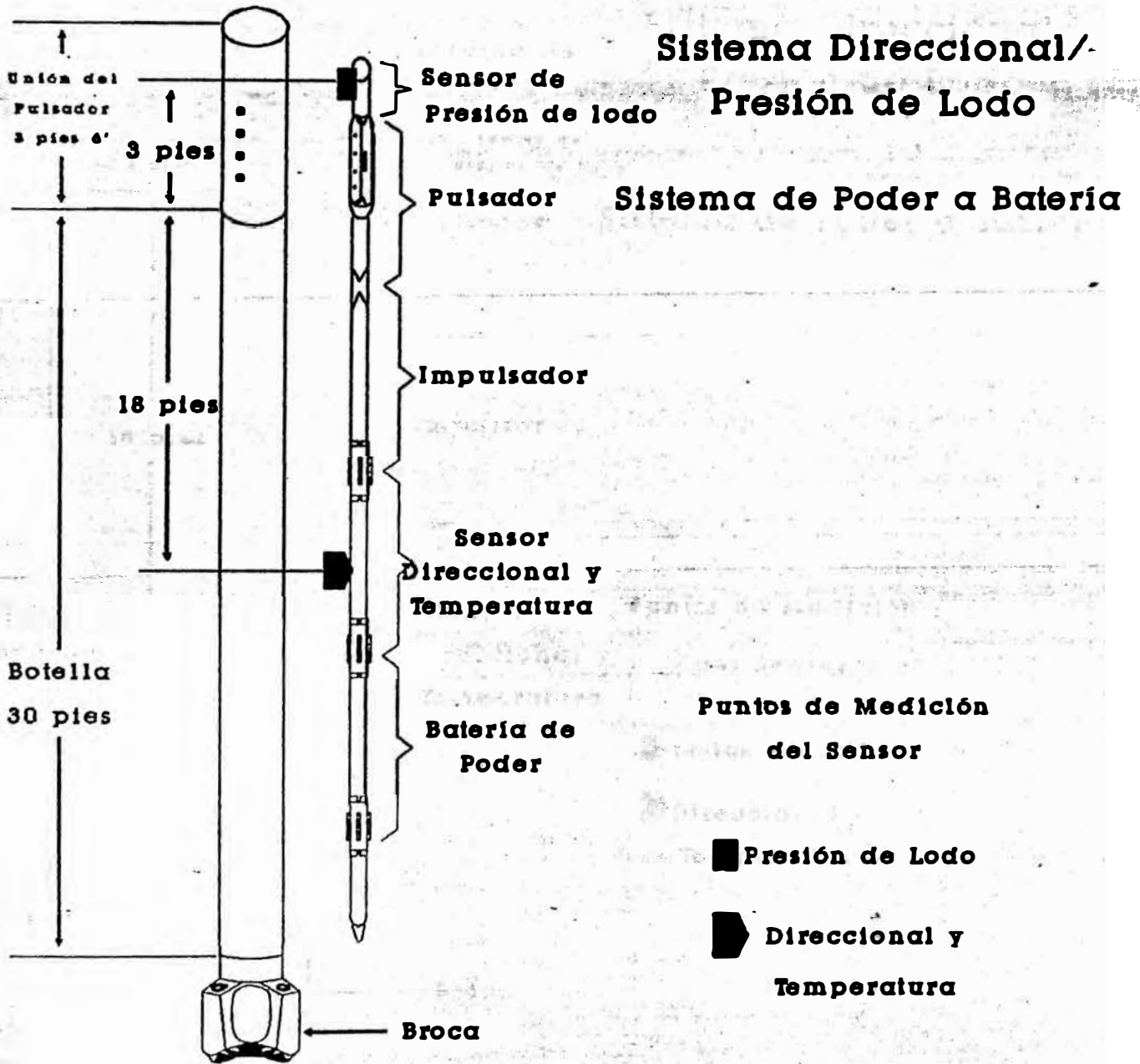
 Gamma

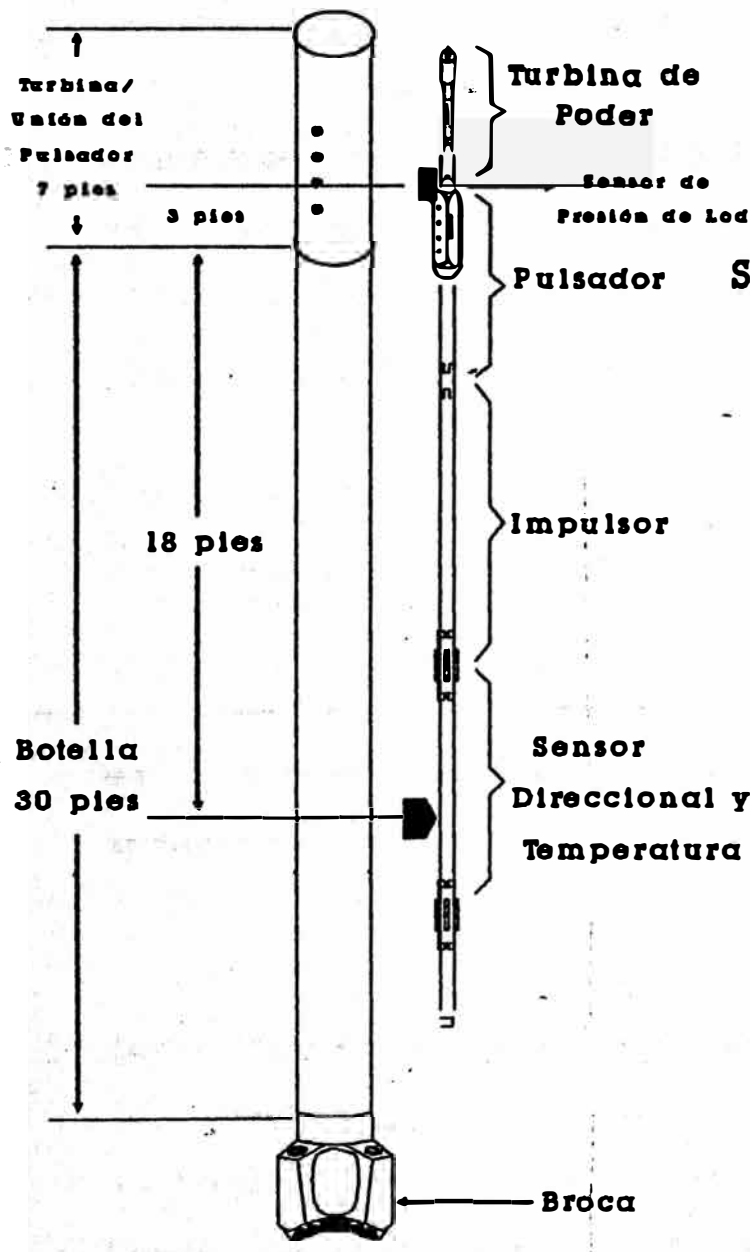
Sistema Direccional/Gamma



Sistema Direccional/ Resistividad/Gamma







**Sistema Direccional/
Presión de Lodo**

Sistema de Poder a Turbina

**Puntos de Medición
del Sensor**

- Presión de Lodo
- Direccional y Temperatura

Turbina de Poder

Sensor de Presión de Lodo

Pulsador

Impulsor

Sensor Direccional y Temperatura

Broca

de perforación permite adaptar un "foco" metálico.

El punto más profundo del sensor MWD está localizado a 75 milímetros (3 pulgadas) de éste punto (el foco metálico) y consiste de un dispositivo magnético de inducción cercana. La rotación del "foco" es detectada por el "dispositivo magnético de inducción cercana", y transforma las señales de pulsos resultantes en velocidades de rotación de la tubería.

4.3.2.-MEDICION DE LA RESISTIVIDAD:

La Resistividad de Onda Electromagnética (EWR) es una herramienta de medición de la resistividad tipo inducción.

Si se usa un eje (mandrel) conductor y ferromagnético para una herramienta de inducción, y son hechas pequeñas modificaciones a la herramienta, la botella generará un corto circuito en el receptor. Luego la respuesta será determinada enteramente por las propiedades de la botella y no por la formación circundante. El diseño de la herramienta EWR ha aliviado este problema causado por la botella de acero.

La operación de la herramienta puede ser descrita mejor en terminos de propagación de onda. La onda se propaga en la formación en todas direcciones desde el origen.

La rata de atenuación y la rata de cambio de fase (phase shift) de la onda son determinadas principalmente por las conductividades de la formación y, en menor grado, por el fluido de la boca del pozo.

La propagación de la onda induce voltajes en las dos bobinas receptoras. El radio de amplitud de estos voltajes, y la diferencia de sus fases, son usados para calcular la conductividad de la formación.

La herramienta EWR determina resistividad y conductividad de la diferencia de la fase medida de los dos receptores de voltaje.

La herramienta EWR fue diseñada exitosamente para eliminar, o reducir drásticamente los efectos de la conductividad de los lodos y tamaño de la boca del pozo sobre los perfiles. Sólo se necesita hacer correcciones para grandes "bocas de pozo" (boreholes) que contienen lodos altamente conductivos.

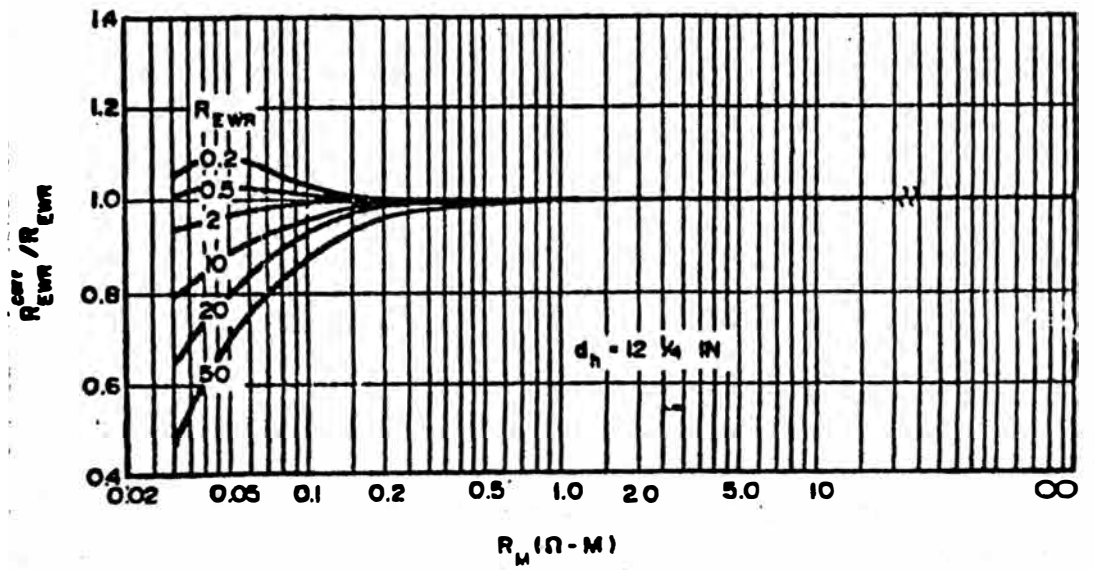
Las curvas longitudinales para una herramienta EWR de 7 pulgadas en pozos 12 1/4 pulgadas de diámetro son mostradas en la Fig.E.

La profundidad de investigación es importante para una herramienta de resistividad, debido a que el fluido de perforación invade la formación virgen a alguna profundidad, afectando a la resistividad verdadera de la formación. Se ha mostrado que la profundidad de investigación del EWR es comparable al perfil de inducción medio, pero el EWR frecuentemente producirá un perfil similar al perfil de inducción profunda, debido a que la invasión es generalmente mínima cuando la medición MWD es hecha.

Por ejemplo, cuando se esta perforando a 60 pies/hora (5.1 mm/seg) con el sensor a 10 pies de la broca, la invasión ha progresado por sólo 10 minutos cuando el sensor hace sus lecturas.

Para caracterizar la respuesta radial del sensor EWR, se usa el modelo escalonado usual de invasión. La zona inundada es caracterizada por la resistividad "Rxo"; la zona no perturbada por "Rt". Valores típicos de 0.2 a 100 (ohm x mt) para ambas Rxo y Rt son considerados. La resistividad aparente no es,

Fig. E.- Ejemplo de la desviación de la curva de la boca del pozo para un sensor EWR de 7 pulgadas de diámetro.



sin embargo, caracterizada en forma tradicional usando geometría, ó pseudogeometría, es un factor teórico.

Esta propuesta es un valor cuestionable para la descripción de herramientas de inducción, y es un valor mínimo de 2 MHz, donde los efectos de atenuación son de mayor influencia.

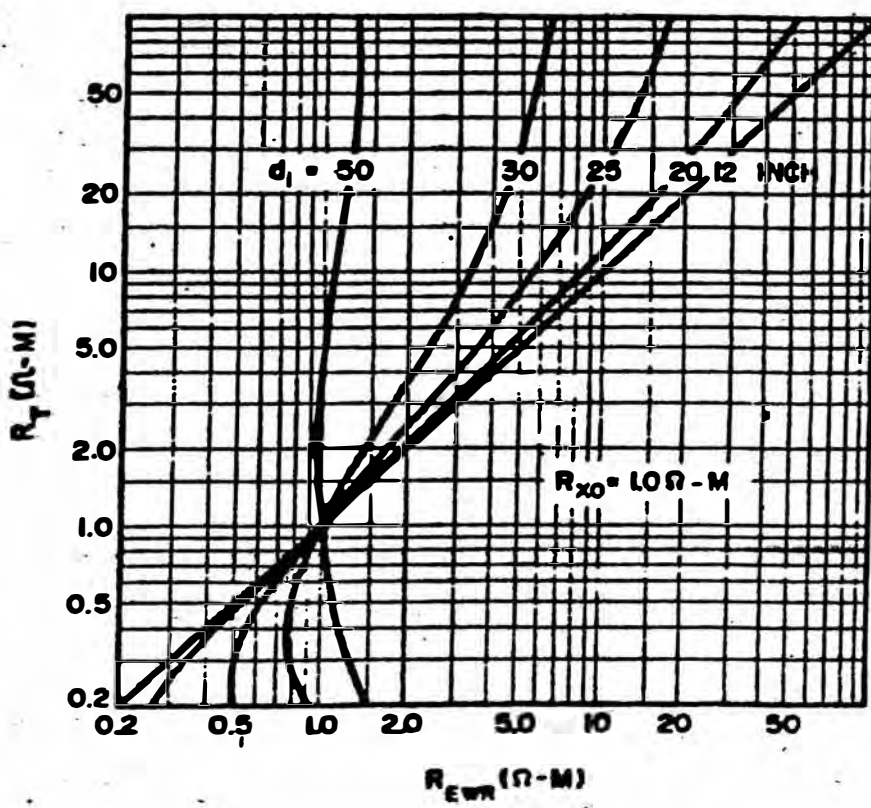
El modelo escalonado (step model) es usado para calcular "Rt" para valores particulares de Rxo y "diámetro de invasión" (di). La Fig. F es un ploteo (crossplot) de Rt vs Rewr para Rxo=1.0 ohm·m. Cada curva es para un valor particular de diámetro de invasión.

Para entender la respuesta vertical de la herramienta EWR para una capa delgada, fue comparada analíticamente con herramientas de inducción.

Los resultados comparan la respuesta vertical EWR con las herramientas de inducción profunda y media; resoluciones relativas de 8.25 y 40 pulgadas son mostradas para la EWR, inducción media, y herramientas de inducción profunda, respectivamente.

Obviamente, la resolución EWR es excelente por una herramienta tipo inducción, con esta excelente

Fig. F.- Relación entre R_t y $R(EWR)$ para $R_{x0} = 1.0 \Omega - mt.$



resolución vertical, se puede esperar un pleno desarrollo del perfil, aún en capas delgadas.

La excelente resolución de capas del EWR, y ventajas en la profundidad de investigación, a la par con la superior resolución de capas de las mediciones NWD rayos gamma, proporcionan un perfil mucho más detallado comparado con perfiles a cable para muchas condiciones de perforación.

...../.....*

4.4.- MWD EN POZOS HORIZONTALES:

Las herramientas MWD son preferidas sobre otras herramientas direccionales debido a que no restringen la rotación de la sarta. Con la rapidez de la herramienta, información del alineamiento de la herramienta con respecto a la formación (tool face) es obtenido continuamente, con datos actualizados (update) dados cada 10 sgdos, esto es particularmente útil durante la construcción de secciones horizontales.

Durante la fase de operación del punto de inicio de la perforación (kickoff), es necesario que se establezca la orientación correcta. Mientras esta siendo perforada la sección curva del pozo, frecuentes mediciones deben ser hechas para monitorear totalmente las patas de perro (dogleg) y las tasas de construcción (build rate). Esta información es evaluada para determinar la profundidad restante para intersectar la tangente ó para empezar la sección tangencial. Cuando la sección tangencial esta siendo perforada, es necesario continuar con la frecuencia de mediciones para determinar la longitud tangencial requerida. Debido al uso de sensores de rayos gamma, estratos importantes son también ubicados, sin embargo, esto es todavía una medición difícil que se da frecuentemente para el control del pozo.

El pozo tendrá una segunda sección de construcción previa para entrar a la sección lateral (horizontal).

Durante la sección lateral, la frecuencia de mediciones es determinada por el "espesor del estrato" que está siendo perforado, el "buzamiento de los estratos" y la "posición del pozo dentro del estrato". Debido al uso de la información MWD en conjunción con la herramienta de rayos gamma enfocados (focused gamma ray tool) la boca del pozo puede ser guiada con precisión aún en estratos delgados e inclinados. En estratos gruesos los valores de resistividad pueden dar información concerniente a los contactos gas/petróleo y petróleo/agua.

4.4.1.-LIMITACIONES DE RADIO:

De los diferentes tipos de pozos horizontales perforados (radios corto, medio y largo), el MWD es generalmente capaz de ser usado en pozos de radio medio y largo. Muchas de las herramientas MWD no son apropiadas para pozos de radio corto debido a la alta tasa de cambio angular, por eso las compañías de servicios han tenido que diseñar herramientas especiales de diseño único, como la herramienta direccional gamma (Halliburton Geodata),

que puede ser corrida en pozos de radio corto.

Pozos de radio corto perforados en el "Campo Vega" costa afuera de Sicilia por la Sociedad de Energía Montedison (SELM) utilizaron a Halliburton Geodata para el control direccional. Vega 5 mantuvo el record mundial de longitud para pozos de radio corto hasta que fue sobrepasado por el pozo perforado en Reitbrook cerca a Hamburgo por Freussag y Mobil. El pozo Reitbrook, nuevamente usando a Halliburton Geodata MWD, no sólo mejoró el record mundial de secciones horizontales de radio corto a 1230 pies, también consiguió un nuevo record en la rata de construcción angular para MWD de 60 grados en 100 pies.

4.4.2.- APLICACIONES HORIZONTALES:

Con el creciente uso de la perforación horizontal para penetrar en reservorios difíciles y mejorar su producción, los servicios de MWD tienen que proporcionar alternativas para problemas específicos direccionales y de registros electricos en altos angulos y pozos horizontales.

A.-SERVICIO GAMMA ENFOCADO (Focused gamma service):

Un detector de rayos gamma cubierto de tungsteno afina los sobresaltos del conjunto de registros direccionales gamma, permitiendo que la trayectoria del pozo sea rastreada (controlada) en relación a los límites de la formación.

B.-BOTELLAS DE DIAMETRO REDUCIDO (slim-hole collars):

Es un equipo direccional, eficaz bajo diámetros internos de 4 3/4 pulgadas, permitiendo correr el servicio en pozos de 6 pulgadas.

C.-CONJUNTO MODULAR (modular assembly):

Permite que módulos electrónicos puedan ser corridos dentro de botellas fabricadas para casos especiales, incluyendo una tubería flexible y articulable para radios cortos de trabajo de curvatura. Además permite una gran libertad en la ubicación de estabilizadores para el óptimo diseño del conjunto de fondo.

...../////

5.-TOOLPUSHER TOOL (TPT).

SISTEMA DE PERFILES EN POZOS CON ALTA DESVIACION

5.1.-INFORMACION GENERAL

La toma de un perfil convencional en pozos con alta desviación y en malas condiciones es casi imposible porque las herramientas de perfilaje no pueden bajarse por gravedad a las zonas de interés. Las técnicas de bombeo, usualmente usadas en pozos con gran desviación requieren de mucho tiempo y dinero. El sistema de perfilaje "Toolpusher" posiciona mecánicamente todo el conjunto de herramientas en la zona de interés usando la tubería de perforación.

5.2.-DESCRIPCION DEL SISTEMA:

La herramienta consiste de un adaptador en el terminal inferior de la tubería, al cual se conecta un tubo sencillo de fibra de vidrio dentro del cual se ubica la herramienta de Doble Inducción Lateroperfil. La siguiente sección es un tubo de acero que se conecta al tubo de fibra de vidrio y el cual contiene las herramientas de Densidad Compensada, Neutrón Compensado y Rayos Gamma. La sección superior lleva una conexión rápida de empalme

electromecánico con el cable, por el cual se llevan las señales digitales de las herramientas hacia el Sistema de Perfilaje Digital Computarizado (DDL) en la superficie.

***TIEMPO DE ARMADO.**— Se requiere aproximadamente de una hora y media para el armado de las tres herramientas de perfilaje y la conexión de empalme al extremo inferior de la tubería de perforación.

5.3.—OPERACION DEL SISTEMA:

Una vez que las herramientas han sido armadas, se baja la tubería hasta la parte superior de la zona de interés. Luego se coloca a la tubería un adaptador de entrada lateral a través del cual se introduce el cable y se baja hasta la conexión de empalme en la parte superior de la herramienta que se encuentra dentro de la tubería.

Se aplica, luego, tensión al cable desde la unidad de perfilaje para confirmar que la conexión eléctrica y mecánica fue hecha. Se sella la entrada lateral en el adaptador y se aseguran el elevador y la mesa rotaria (para minimizar rotación en la tubería), luego se baja la tubería hasta la parte inferior de la zona de interés. Si es necesario, el cable se puede impulsar hacia abajo mediante bombeo. Una vez en

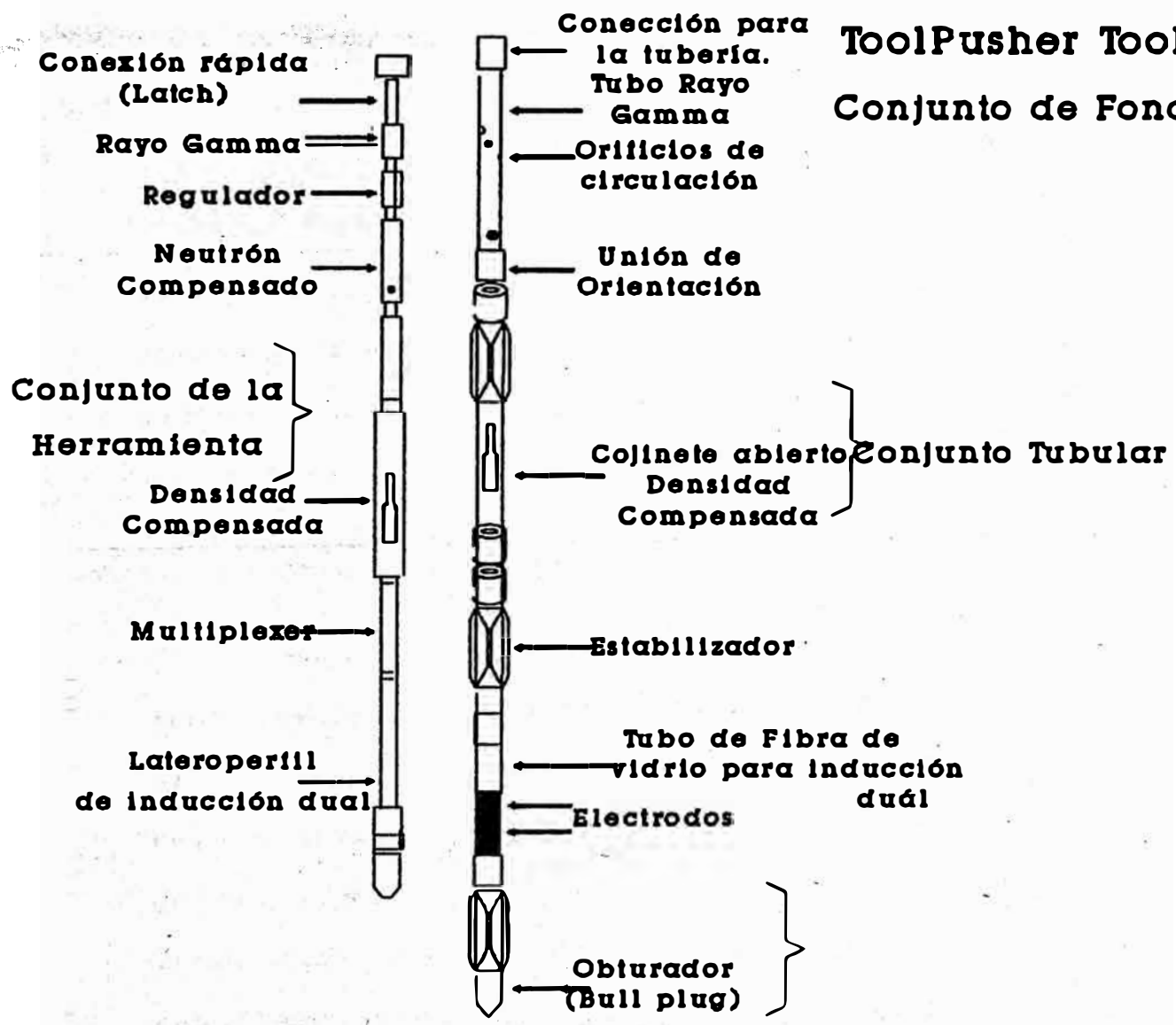
posición de perfilaje se orientan las herramientas girando la mesa rotaria en tal forma que el patín de la herramienta de densidad quede localizada en la parte alta o baja del pozo.

A medida que se saca la tubería, se perfilan las zonas de interés. La información es enviada digitalmente a la superficie por un solo conductor. Cuando la zona de interés ha sido registrada, se acciona la conexión de empalme separándola de las herramientas y luego se recupera el cable. Inmediatamente se saca la tubería en forma normal.

El sistema de superficie computarizado graba toda la información en cinta magnética para luego generar los diferentes perfiles en los formatos deseados.

...../.....*

ToolPusher Tool Conjunto de Fondo



5.4.-HERRAMIENTAS DISPONIBLES

5.4.1.-Doble Inducción Lateroperfil.

5.4.2.-Neutrón Compensado.

5.4.3.-Rayos Gamma.

5.4.4.-Densidad Compensada

5.4.1.-DOBLE INDUCCION LATEROPERFIL (DIL):

Esta diseñada para obtener medidas de resistividad de investigación profunda, media y somera. Dos dispositivos de inducción proveen las curvas de resistividad profunda y media, y un Lateroperfil se utiliza para las mediciones de resistividad somera.

Los 3 dispositivos anteriormente dichos, teniendo diferentes profundidades de investigación, miden resistividades de formación que pueden ser relacionadas con las características de invasión. Adicionando esta información con las propiedades conocidas del filtrado de lodo, se llega a un resultado más confiable de la resistividad de la formación. La DIL se corre normalmente con curvas de SP y/o rayos gamma .

Las curvas de resistividad se muestran en escala

logarítmica de 4 períodos, en un rango de 0.2 a 2000 ohm_m. Esto permite lecturas precisas en cualquier rango de resistividades a lo largo de la capacidad de la herramienta.

La herramienta trabaja con mayor eficacia para valores de conductividad de 20 mmho/metro o mayores (50 ohm_m o menores) donde el valor de la resistividad del filtrado de lodo es mayor que la resistividad del agua de formación (2.5 o mayor). La precisión disminuye a medida que la resistividad de la formación aumenta, por arriba de 50 ohm/metro.

Esta herramienta se recomienda para zonas de baja o mediana resistividad. Se obtiene buenos resultados cuando se usa en lodos frescos, lodos en base aceite, o en pozos perforados con gas. Sin embargo, debido a que el lateroperfil requiere fluido conductor, no se obtienen lecturas cuando la DIL se corre en lodos con base de aceite o en pozos perforados con gas.

Sus principales usos son:

*Determinación del valor real de la resistividad de formación, parámetro esencial en la evaluación de la S_w (saturación de agua).

*Determinación en los límites entre capas y correlación de formaciones.

*Corrección por efectos de invasión mediante el uso de la medida de conductividad de investigación media.

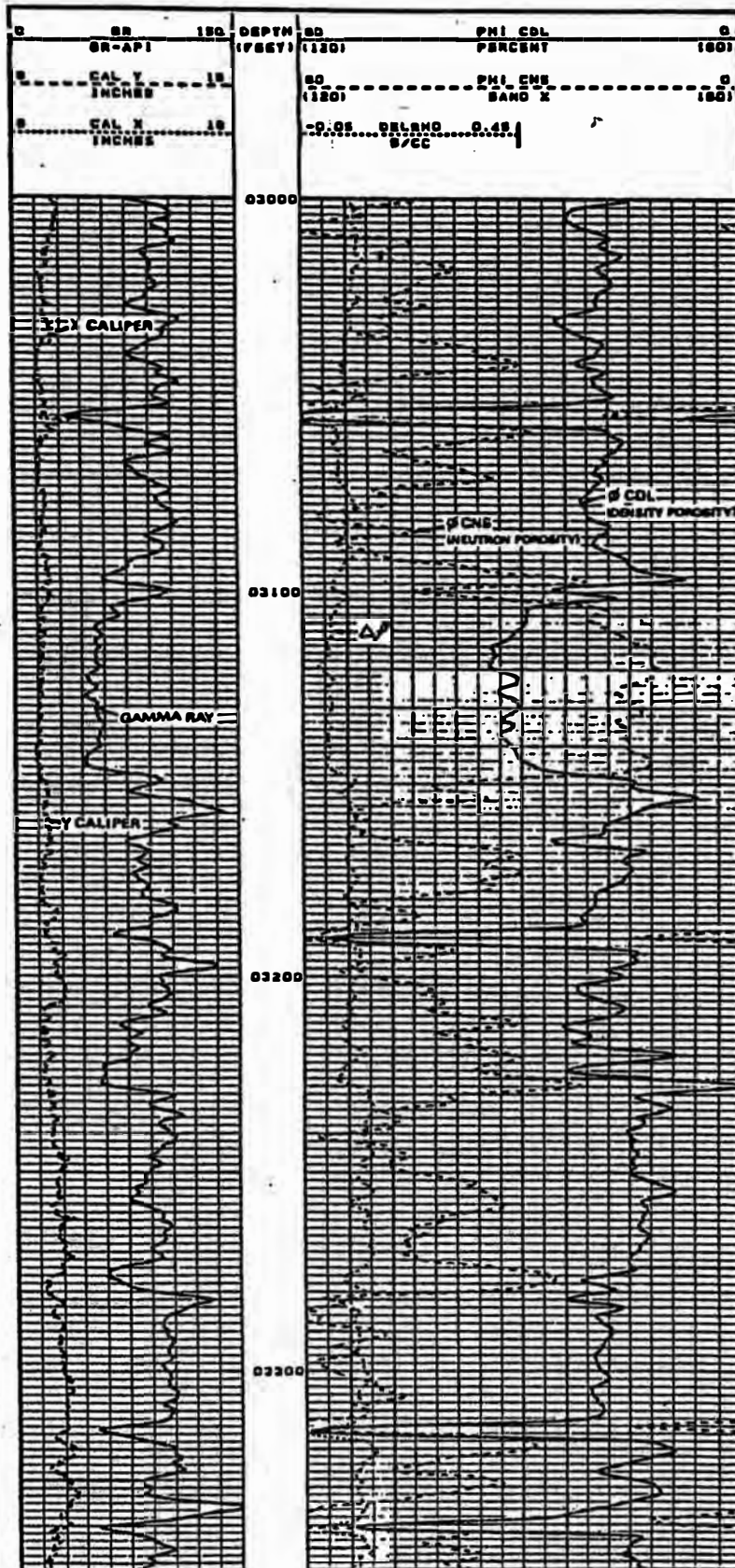
La curva de potencial espontáneo (SP) es parte integral de la herramienta DIL. El SP registra los potenciales espontáneos que ocurren a lo largo del pozo.

5.4.2.-NEUTRON COMPENSADO (CNS):

Esta herramienta utiliza una fuente radiactiva para bombardear la formación con neutrones altamente energéticos. Estos neutrones son desacelerados por la formación hasta alcanzar el nivel de energía térmica. La colisión con los átomos de hidrógeno causan en su mayor parte el cambio en el nivel de energía. Dos detectores proporcionales cuentan los neutrones térmicos que se reflejan hacia la herramienta.

El uso de estos dos detectores origina una compensación para así eliminar muchas de las limitaciones de anteriores herramientas de Neutrón.

PERFIL DE NEUTRON COMPENSADO (CNS)



Por eso es que el CNS es menos influenciado por la rugosidad de las paredes del pozo.

Las lecturas dependen principalmente del contenido de hidrógeno en la formación, que a su vez es función de la cantidad de agua y/o hidrocarburos en el espacio poroso. Ya que el gas tiene menos hidrógeno por unidad de volumen que el aceite o el agua, el CNS diferencia claramente las zonas de gas de las que contienen aceite y/o agua. Por lo tanto esto hace al CNS un excelente indicador de gas, comparado con otras herramientas de porosidad.

El CNS se usa sólo en pozos abiertos o revestidos llenos de líquido.

Sus principales usos son:

*Determinación de porosidad para cálculos de Sw.

*Cuando se corre en combinación con otros perfiles de porosidad proporciona identificación litológica, y determinación de gas.

*Como indicador de volumen de arcilla.

.../...*

5.4.3.-RAYOS GAMMA (GR):

Mide la radioactividad natural de formaciones aledañas a las paredes del pozo. En formaciones sedimentarias, la curva de GR normalmente nos da el contenido de arcilla de la formación, ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en "lutitas" y "arcillas". Por lo general formaciones limpias como "calizas" y "areniscas" tienen bajos niveles de radioactividad.

Esta herramienta se utiliza en combinación con otras. Debido a que puede ser usada eficientemente en casi todas las condiciones ambientales, incluyendo pozos entubados, se usa particularmente como sustituto del registro SP cuando las condiciones en el pozo excluyen el uso de esta curva, tales como en casos de lodos con base en aceite, o en base a agua salada.

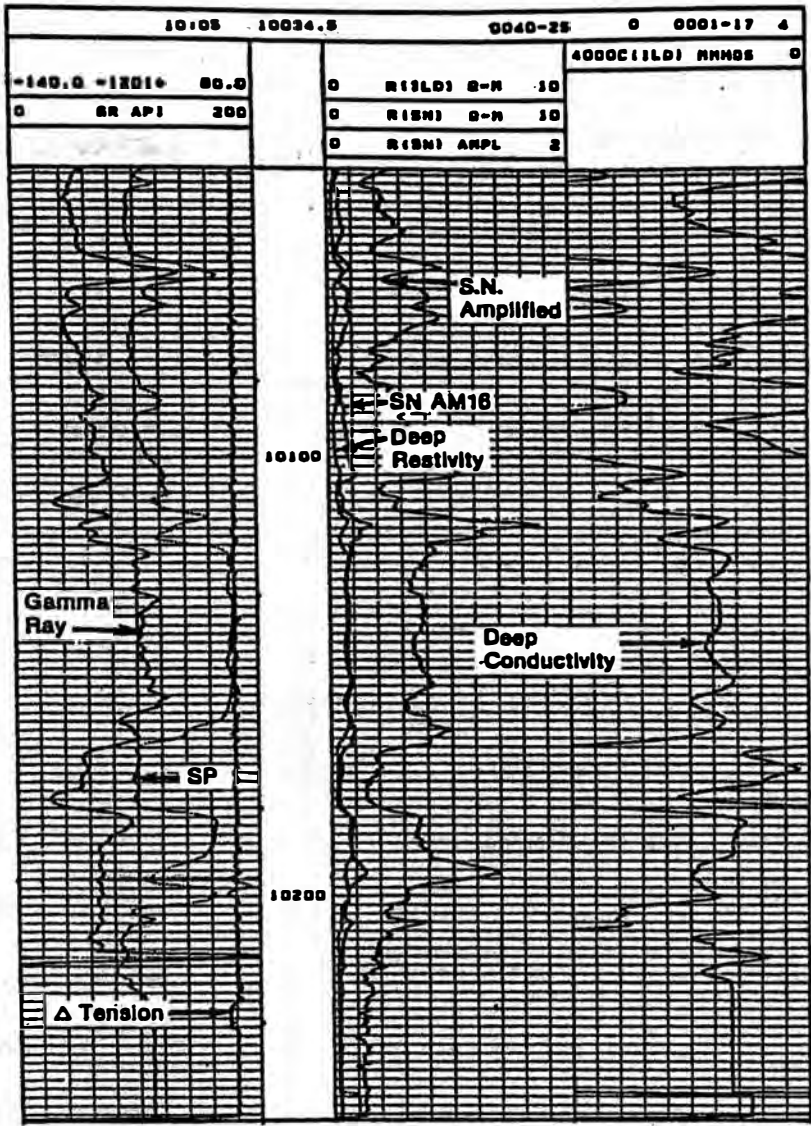
La curva de rayos gamma se muestra generalmente en la pista 1; deflecciones hacia la derecha implican aumento de radiactividad, ver Fig.

Sus principales usos en pozo abierto:

*Identificación de estratos arcillosos, sobretodo cuando la curva SP no tiene resolución

PERFIL DE RAYOS GAMMA

XXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXXX



Deep resistivity = Resistividad profunda.
 Deep conductivity = conductividad profunda.

debido a capas altamente resistivas, o cuando la curva de SP no puede ser registrada. La curva de GR se obtiene haciendo uso de un centelleómetro de corta longitud y de gran resolución.

*Indicador de arcillosidad. A veces proporciona indicaciones cuantitativas del contenido de arcilla en la formación.

*Identifica minerales no radiactivos, incluyendo el carbón.

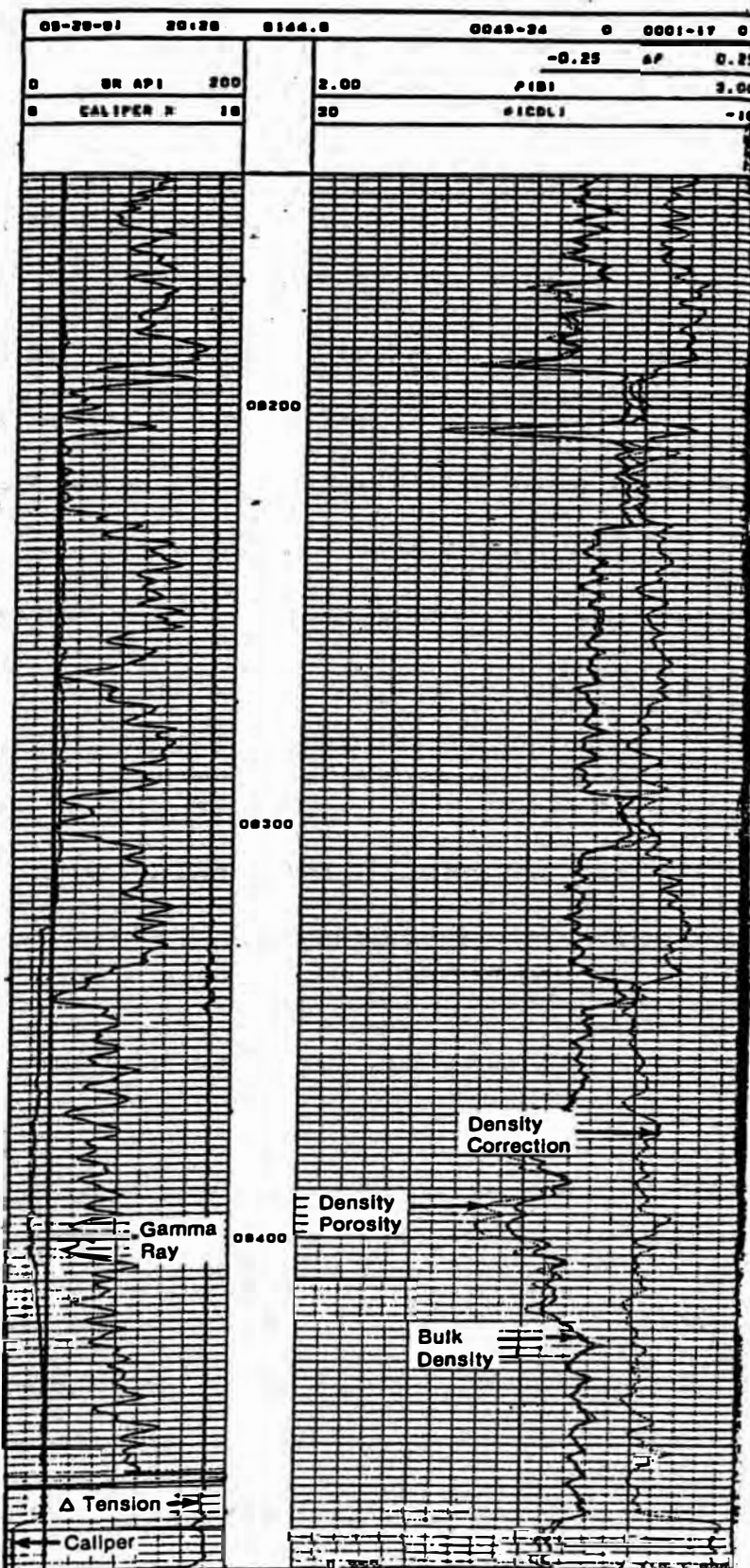
*Correlación de profundidad con otros pozos y perfiles.

5.4.4.-DENSIDAD COMPENSADA (CDL):

Es un perfil radioactivo que registra las variaciones en la densidad electrónica, que a su vez esta relacionada con la densidad total de las formaciones. La herramienta de densidad se mantiene en contacto con la pared del pozo por un brazo mecánico que también sirve de calibrador.

La fuente de rayos gamma y las ventanas de los detectores están distribuidas y blindadas de manera que la radiación gamma que llega a los detectores está limitada a aquella que penetra en la roca, se dispersa y retorna a la herramienta.

PERFIL DE DENSIDAD COMPENSADA (CDL).



Bulk Density = Densidad Masa.
 Density Correction + = Corrección de densidad.

La absorción y dispersión de los rayos gamma dependen principalmente de la densidad de electrones en el camino de la radiación, la herramienta de densidad detecta las variaciones de la gravedad específica de las rocas.

Este perfil presenta un registro continuo de las variaciones de densidad de la columna litológica del pozo. Se usa el término "densidad masa" (bulk density) porque la densidad medida incluye tanto la del fluido en los poros como la del grano de la roca.

Esta herramienta tiene dos detectores que compensan la medida de densidad por efectos del revoque del lodo y rugosidad de las paredes del pozo. La curva de compensación aparece en el perfil indicando el valor de corrección aplicado a la densidad registrada.

Sus principales usos son:

*Cálculo de porosidad, para determinar la S_w .

*Identificación litológica en combinación con otros perfiles de porosidad.

*Determinación de gas al combinarse con la herramienta de neutrón.

Medición del calibrador de pozo.

5.5.-CARACTERISTICAS:

*Posicionamiento mecánico; se conectan las herramientas a la tubería de perforación y se bajan hasta la zona de interés.

*Perfiles de alta resolución; se utilizan herramientas de medidas convencionales logrando así registros de muy buena resolución.

*Viajes convencionales; no hay interferencia del cable en el descenso o ascenso de la tubería. El cable se pasa a través de una ventana lateral permitiendo conectar la tubería normalmente abajo y encima de este adaptador.

*Capacidad de circulación; la circulación a través de la herramienta reduce el riesgo de pega. También se dispone de un medio para ayudar a impulsar el cable hacia la conexión de empalme.

*Compatibilidad con el sistema DDL; la información se registra mediante el Sistema de Perfilaje Digital Computarizado (DDL) Convencional.

*Recuperación del cable; el cable se puede recuperar en el momento deseado.

5.6.-VENTAJAS:

- Menor costo.- La herramienta TPT proporciona una técnica económica y efectiva para perfilaje de pozos altamente desviados y en malas condiciones.

Este sistema de perfilaje permite el desarrollo de campos con menos plataformas. Disminuye los costos de cada campo costa afuera.

- Información oportuna.- La información obtenida está disponible minutos después de que la conexión lateral llega a superficie.

- Una sola corrida del perfil.- Varias herramientas pueden ser conectadas para obtener una variedad de registros e información procesada.

- Reducción del tiempo de reacondicionamiento del pozo.- El tiempo requerido para volver a perforar un puente, un derrumbe o un intervalo con cambios de dirección bruscos es mínimo.

•
- Cambios mínimos en los procedimientos normales.- La conexión de la tubería se efectúa de la misma forma convencional. El tiempo en el descenso y ascenso de cable se reduce considerablemente.

6.-ECONOMIA:

La reducción en el tiempo de operación (rig time) es un beneficio directo del sistema MWD. El intervalo de tiempo durante el cual la rotación es parada puede ser tan breve como 85 segundos, comparado con 1/2 a 1 hora para las mediciones a cable con el dispositivo de disparo unitario (single-shot). La corrida de un motor típico puede ser hecha en aproximadamente 50 a 60 % del tiempo de operación cuando se emplea el sistema MWD en vez del dispositivo direccional a cable (wireline steering).

Esto se debe a que en un viaje del cable (por parada de perforación) necesario para las correcciones tiene un promedio de 1 hora, además de 4 a 6 horas de demora para instalar o recobrar el dispositivo direccional a cable.

*El ahorro total en el tiempo de operación cuando el MWD reemplaza al "dispositivo de disparo unitario magnético" y al dispositivo direccional a cable puede ser de 5 a 20 %.

En un pozo de 60 días el ahorro puede ser de 3 a 12 días.*

Otra manera de apreciar el ahorro es que la reducción neta en el tiempo previo a la medición a cable (aprox. 3 días en un pozo de 60 días) puede ser 5 %. El tiempo adicional que se ahorra fuera de los 3 días puede originar una disminución en el tiempo de viajes en los cambios de conjuntos de fondo según los propósitos de la perforación direccional y correr algunos motores (mejorando sobre todo el control de la perforación). Estos porcentajes han sido verificados por repetidas comparaciones hechas insitu en pozos pre-MWD vs. pozos MWD.

De seguro, los riesgos económicos menos tangibles se dan bajo el uso del MWD. Reduciéndose la probabilidad de atascamiento, y así reduciendo las pérdidas de sarta de perforación asociados con las mediciones a cable debido a que la circulación de lodo no se interrumpe cuando se usa la herramienta MWD.

Además, el periodo durante el cual la sarta debe ser mantenida estacionaria es llevado a un mínimo, el cual minimiza el riesgo del atascamiento diferencial. Ocasionalmente la pérdida del cable es evitada. Cuando se usa el MWD en lugar del dispositivo direccional a cable, el riesgo de una obstrucción de las líneas de perforación (en equipos sin rieles de viaje) por una alta reactivación del torque esta ausente.

El valor económico de la mayor frecuencia de mediciones, es más consistente a medida que se adquiere experiencia y se reduce el número de viajes por cambio del conjunto de fondo estrictamente para propósitos del control direccional, y la reducción en el número de herramientas direccionales corridas por pozo.

Un pozo bien controlado, uniforme, y de una trayectoria corta, logrado por una mayor frecuencia de mediciones y monitoreos contiguos de la severidad de la "pata de perro", reduce el potencial de formación del "ojo de llave" (key seating), reduce el desgaste de las herramientas de perforación y de la tubería de perforación, y aminora los problemas de la tubería de revestimiento y de la producción. Un programa para lograr una tubería de perforación (drillpipe) más económica y eficiente puede ser instituido.

Otro beneficio del sistema MWD es la posible reducción de la carga relacionada con el dispositivo de disparo unitario (single-shot) magnético, unidades a cable, dispositivos direccionales a cable, y botellas antimagnéticas y estabilizadores.

Carente de una completa perfección (como otras herramientas), las operaciones MWD insitu en algunos

casos también pueden ocasionar pérdida en el tiempo de operación. Con el sistema MWD empleado en el Mar del Norte este tiempo perdido fue mantenido al mínimo. De Agosto 1978 a Febrero de 1979, durante la perforación de 26 pozos, sólo se perdió 19.81 horas en el tiempo de operación debido al sistema MWD.

Este es un promedio de 0.8 horas por pozo. Comparando, aproximadamente se pierde 1 hora de tiempo de operación con cada corrida fallida de un dispositivo de disparo unitario a cable (wireline single-shot). Información disponible de operadores indican un promedio de 3 corridas fallidas del dispositivo de disparo unitario a cable.

Adicionalmente a todo lo anterior, y quizás de mucho mayor importancia por la magnitud de los ingresos que representa es la aplicación horizontal del sistema. La perforación horizontal permite obtener una mayor área de drenaje por pozo (ver Fig. 5), lograndose recobros de volúmenes de 2 a 5 veces más grandes que en los pozos convencionales, por tal razón la reducción de los costos empleando este sistema de perforación puede incluso considerarse mínima ó prescindible para un análisis económico si se tiene en cuenta los ingresos originados por el incremento de producción.

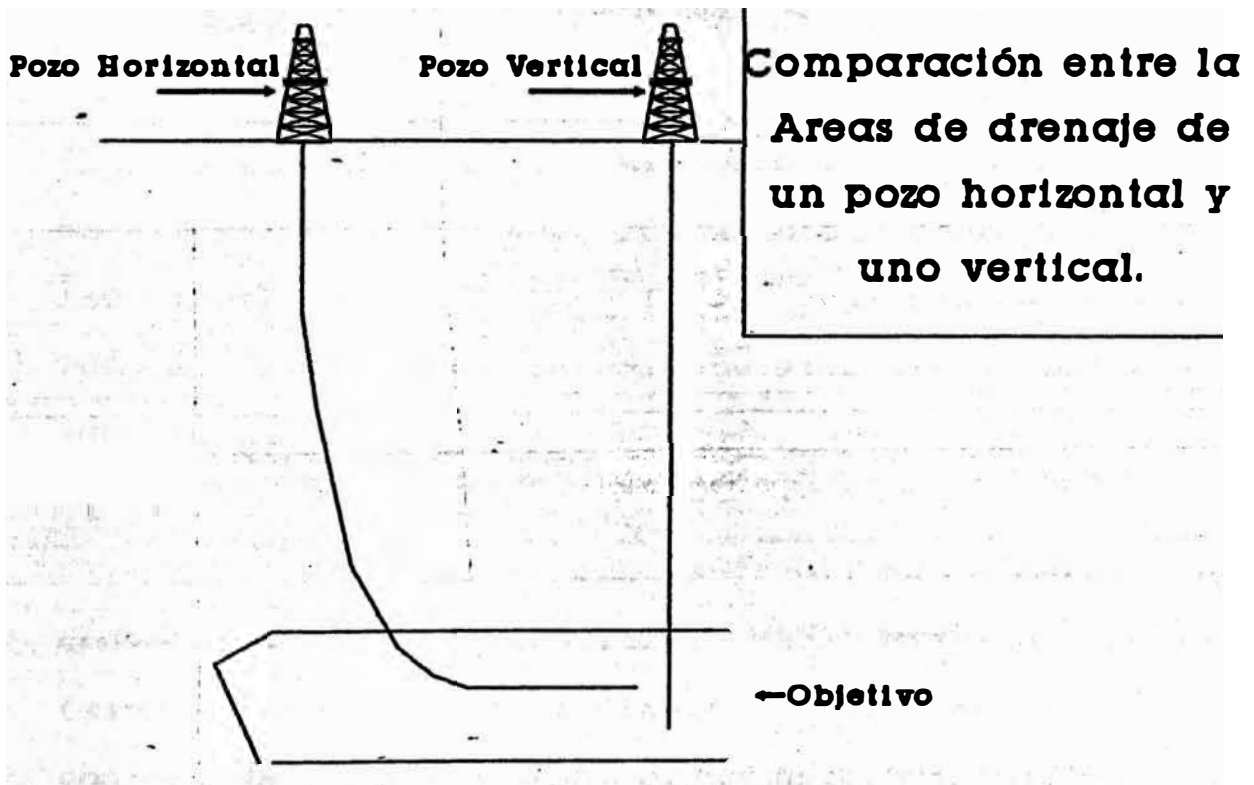


Figura G.

La primera tabla muestra el desarrollo de la evaluación económica de un pozo teórico (basado en datos reales) perforado de manera convencional, y la siguiente tabla muestra la evaluación económica de un pozo en el cuál se ha aplicado las últimas técnicas de perforación horizontal, habiendose obtenido una producción equivalente al doble del primero de los nombrados.

Para el CASO I las reservas son de 350 mil barriles de petróleo, con un costo de perforación de 160 \$/pie. En el CASO II las reservas se duplican a 700 mil barriles de petróleo y el costo de perforación aumenta en 50 %.

En el Caso I, se utiliza herramientas convencionales (dispositivo de disparo unitario (single shot) y multidisparo (multishot)) para el control de la desviación, es un pozo "dirigido".

En el Caso II, se utiliza la herramienta MWD para el control de la desviación, es un pozo "horizontal".

*** Profundidad

Medida:	Caso I	---->	6,000 pies.
	Caso II	---->	8,000 pies.

El tiempo estimado de perforación se ha calculado en base a una rata de penetración de: 200 pies/día.

Caso I ----> 30 días.

Caso II ----> 40 días.

Una de las ventajas de la herramienta MWD es que ahorra entre 5 a un 20 % del tiempo de operación (rig time) comparandola con las herramientas convencionales. Con esta premisa, en el Caso II ahorrariamos entre 2 y 8 días de los 40 días estimados. Sin embargo, no consideramos este ahorro de tiempo en la corrida económica debido a un lógico margen de seguridad.

Los costos de operación en el Caso I y en el Caso II son iguales debido a que son "costos de operación de producción".

Los datos de estimados de producción son obtenidos de curvas de declinación que representan la producción de pozos pertenecientes a la misma formación.

El Ingreso anual es sólo el producto de los barriles de petroleo producidos por año por el precio de 1 barril de petroleo; 20 \$/bbl.

Los costos operativos son costos de producción.

La Depreciación es un procedimiento financiero

legalmente establecido. Una vez pagados los impuestos sobre la Utilidad Bruta, la Depreciación se adiciona a la Utilidad Neta para obtener el Flujo Neto.

Así mismo, la Depreciación está vinculada con la Inversión Tangible, mejor dicho, la Inversión Tangible se recupera con la depreciación y la Inversión Intangible con la Amortización.

Por ejemplo en el caso I:

La Depreciación se efectúa en 5 años, entonces en cada año la Depreciación es igual al total de la inversión dividida entre 5.

La Amortización en \$/bbl es igual al total de la inversión intangible dividida entre la producción total de petróleo.

La Inversión Tangible se refiere a los activos que nos servirán durante un determinado lapso de tiempo, como cabezales, tubería de producción, líneas, plataformas, herramientas, etc.

La Inversión Intangible se refiere a los no recuperables como lodos, registros, tubería de revestimiento de superficie, intermedia, etc.

La Utilidad Bruta es igual al [Ingreso Bruto - Costos Operativos - Depreciación - Amortización].

Los Impuestos sobre la Utilidad Bruta son del 35%.

El Flujo Neto es igual a [Utilidad Bruta - Impuestos + Depreciación].

El Valor Presente es el valor actualizado del Flujo Neto. Los valores del VAN, TIR y tiempo de retorno (payout) se dan a continuación.

CASO I:

$$VAN = -I_0 + \frac{FN_1}{(1+i)} + \frac{FN_2}{(1+i)} + \dots + \frac{FN_n}{(1+i)}$$

I_0 = inversión inicial = \$ 1420 M.

i = tasa de actualización = 20 %.

$$VAN = -1420 + \frac{1587}{1.2} + \frac{616}{(1.2)} + \frac{312}{(1.2)} + \frac{212}{(1.2)} + \frac{165}{(1.2)} + \frac{104}{(1.2)} + \frac{85}{(1.2)} + \frac{75}{(1.2)} + \frac{66}{(1.2)} + \frac{61}{(1.2)}$$

$$VAN = -1420 + 1323 + 428 + 181 + 102 + 66 + 35 + 24 + 17 + 13 + 10$$

$$VAN = -1420 + 2199$$

-----> valor presente.

$$VAN = \$ 779 \text{ M.}$$

$$TIR \text{ -----> } VAN = 0.$$

$$1420 = \frac{1587}{(1+i)} + \frac{616}{(1+i)} + \dots + \frac{FN_{10}}{(1+i)}$$

Tanteando hallamos el valor de "i" que satisface la ecuación anterior, este valor será el TIR (tasa interna de retorno).

$$\text{TIR} = 56.10 \%$$

PAYOUT (Tiempo de retorno de la inversión).

Año	Inversión * Valor Presente*	Flujo Actualizado
0	-1420	
1	1323	-97
2	428	331
3	181	512
4	102	614
5	66	680
6	35	715
7	24	739
8	17	756
9	13	769
10	10	779

La inversión se recupera al segundo año.

$$\begin{array}{r}
 428 \text{ ----- } 12 \\
 97 \text{ ----- } x \quad \text{----->} \quad x = 3 \text{ meses.}
 \end{array}$$

La inversión se recupera al año y 3 meses:

$$\text{PAYOUT} = 1.25 \text{ años.}$$

POZO XYZ - CASO I
MILES DE US. DOLARES

AÑO	BOPD	GOR	OIL (NET) MB/A.	GAS DEL'D MMCF	INGRESOS			COSTOS OPERAT.	DEPRECIA CION	AMORTIZA CION	UTILIDAD BRUTA	INVERSION		35% IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA	
					OIL	GAS	TOTAL					TANGIB.	INTANG.		FLUJO NETO	V.PRESENTE
																-1420
1	475	0	173.4	0.0	3468	0	3468	125	94	952	2297	468	952	804	1587	1,323
2	140	0	51.1	0.0	1022	0	1022	125	94	0	803	0	0	281	616	428
3	76	0	27.7	0.0	555	0	555	125	94	0	336	0	0	118	312	181
4	55	0	20.1	0.0	402	0	402	125	94	0	183	0	0	64	212	102
5	45	0	16.4	0.0	329	0	329	125	94	0	110	0	0	38	165	66
6	39	0	14.2	0.0	285	0	285	125	0	0	160	0	0	56	104	35
7	35	0	12.8	0.0	256	0	256	125	0	0	131	0	0	46	85	24
8	33	0	12.0	0.0	241	0	241	125	0	0	116	0	0	41	75	17
9	31	0	11.3	0.0	226	0	226	125	0	0	101	0	0	35	66	13
10	30	0	11.0	0.0	219	0	219	125	0	0	94	0	0	33	61	10
TOTAL	0	0	350.0	0.0	7001	0	7001	1250	468	952	4331	468	952	1516	3283	2199

PARAMETROS BASICOS

RESERVAS, MSTB	350
GAS ENTREGADO, % PRODUCIDO	0
INVERSION TOTAL, M\$	1420
TANGIBLE, M\$	468
INTANGIBLE, M\$	952
PRECIO DEL PETROLEO, \$/STB	20.00

EVALUACION ECONOMICA

VAN AL 20 % M\$	779
TASA INTERNA DE RETORNO	56.1%
TIEMPO DE PAGO, AÑOS	1.25
S/I DESCONTADO, \$/\$	1.55

CASO II:

$$I_0 = \$ 1980 \text{ M.}$$

$$i = 20 \%$$

$$\begin{aligned} \text{VAN} = & -1980 + \frac{3537}{1.2} + \frac{1286}{(1.2)} + \frac{679}{(1.2)} + \frac{480}{(1.2)} + \frac{385}{(1.2)} + \frac{289}{(1.2)} \\ & + \frac{252}{(1.2)} + \frac{232}{(1.2)} + \frac{213}{(1.2)} + \frac{203}{(1.2)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{VAN} = & -1980 + 2948 + 893 + 393 + 231 + 155 + 97 \\ & + 70 + 54 + 41 + 33. \end{aligned}$$

$$\text{VAN} = -1980 + 4915$$

/-----> valor presente.

$$\text{VAN} = \$ 2935 \text{ M.}$$

$$\text{TIR} \text{ -----> VAN} = 0.$$

$$1980 = \frac{3537}{(1+i)} + \frac{1286}{(1+i)} + \dots + \frac{EN10}{(1+i)}$$

Tanteando:

$$\text{TIR} = 119.11 \%$$

PAYOUT (Tiempo de retorno de la inversión.)

Año Inversión * Valor Presente* Flujo Actualizado

0	-1980		
1		2948	968
2		893	1861
3		393	2254
4		231	2485
5		155	2640
6		97	2737
7		70	2807
8		54	2861
9		41	2902
10		33	2935

La inversión se recupera al primer año.

2948 ----- 12

1980 ----- x -----> x = 9 meses.

La inversión se recupera a los 9 meses:

PAYOUT = 0.8 años.

POZO XYZ - CASO II
MILES DE US. DOLARES

AÑO	BOPD	GOR	OIL (NET) MB/A.	GAS DEL'D MMCF	INGRESOS			COSTOS OPERAT.	DEPRECIA CION	AMORTIZA CION	UTILIDAD BRUTA	INVERSION		35% IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA	
					OIL	GAS	TOTAL					TANGIB.	INTANG.		FLUJO NETO	V.PRESENTE
																-1980
1	950	0	346.8	0.0	6,936	0	6,936	125	110	1,428	5,273	552	1,428	1,846	3,537	2,948
2	280	0	102.2	0.0	2,044	0	2,044	125	110	0	1,809	0	0	633	1,286	893
3	152	0	55.5	0.0	1,110	0	1,110	125	110	0	875	0	0	306	679	393
4	110	0	40.2	0.0	804	0	804	125	110	0	569	0	0	199	480	231
5	90	0	32.9	0.0	658	0	658	125	110	0	423	0	0	148	385	155
6	78	0	28.5	0.0	570	0	570	125	0	0	445	0	0	156	289	97
7	70	0	25.6	0.0	512	0	512	125	0	0	387	0	0	135	252	70
8	66	0	24.1	0.0	482	0	482	125	0	0	357	0	0	125	232	54
9	62	0	22.6	0.0	452	0	452	125	0	0	327	0	0	114	213	41
10	60	0	21.9	0.0	438	0	438	125	0	0	313	0	0	110	203	33
TOTAL	0	0	700.3	0.0	14,006	0	14,006	1,250	550	1,428	10,778	552	1,428	3,772	7,556	4,915

PARAMETROS BASICOS

RESERVAS, MSTB	700.3
GAS ENTREGADO, % PRODUCCION	0
INVERSION TOTAL, M\$	1,980.0
TANGIBLE, M\$	552.0
INTANGIBLE, M\$	1428.0
PRECIO DEL PETROLEO, \$/STB	20.0

EVALUACION ECONOMICA

VAN AL 20 % M\$	2935
TASA INTERNA DE RETORNO	119.11%
TIEMPO DE PASO, AÑOS	0.75
S/I DESCONTADO, \$/\$	2.48

Como se puede apreciar en las tablas anteriores, el CASO II es el que nos proporciona mayores beneficios, debido principalmente al incremento de recuperación originado a su vez por el incremento del area de drenaje, viéndose ampliamente justificado el aumento de la inversión inicial; en el CASO II el beneficio es de 2.48 \$ por dólar invertido, mientras que en el CASO I es de 1.55 \$ por dólar invertido.

El valor presente y la tasa interna de retorno del CASO II sobrepasan tentativamente los valores del CASO I, y a pesar de que la inversión inicial en el CASO I es menor que en el CASO II, el tiempo en que demora en recuperar esa inversión es aproximadamente el doble del CASO II.

Por lo expuesto, recomendamos la aplicación del sistema de "mediciones durante la perforación", sobre todo para proyectos de desarrollo, donde los costos de perforación van disminuyendo a medida que se aumenta el número de pozos perforados.

.../...

7.-CONCLUSIONES:

1.- El sistema MWD ha obtenido aceptación universal como resultado de su alto rendimiento y confiabilidad, particularmente en lugares remotos.

2.- El sensor direccional es un dispositivo repetitivo, preciso y seguro. Concordando sus lecturas con datos obtenidos de otros tipos de instrumentos de medición en uso en el campo.

3.- La experiencia con un juego de botellas antimagnéticas adicionales encima y debajo de los dispositivos magnéticos de medición confirman la teoría predicha de reducción en la interferencia a la sarta de perforación.

4.- La herramienta es compatible con los conjuntos típicos de perforación direccional, variados tamaños de botellas, y especialmente herramientas de perforación usadas en el campo.

5.- El volumen de datos proporcionados por el MWD es tan importante como el ahorro del tiempo de operación. Estos resultados benefician sobre todo el mejor control direccional.

6.- La pérdida de tiempo en las operaciones MWD son menores que con las alternativas de medición a cable.

7.- La herramienta puede ser usada en operaciones de perforación direccional en una plataforma flotante.

8.- La herramienta MWD es un reemplazo demostrado para el dispositivo de disparo unitario (single-shot) magnético y para el dispositivo direccional a cable. Esta puede reemplazar al dispositivo direccional a cable en el modelo de alto espacio (highside), con un dispositivo de disparo unitario giroscópico concurrente y al modelo magnético, así ahorramos significantes cantidades en el tiempo de operación.

9.- La herramienta toolpusher tool permite el desarrollo de campos con menos plataformas. Disminuye los costos de cada campo costa afuera (offshore), para pozos con alta desviación.

10.- El sistema MWD está ganando rápidamente aceptación por operadores y supervisores de perforación direccional.

En Febrero de 1979, no se hizo ningún viaje para reemplazar la herramienta MWD en el mar del Norte, debido a este éxito, los operadores comenzaron a confiar en la herramienta para datos direccionales. La cuña deflectora, botellas antimagnéticas adicionales, y uniones de orientación (orientation subs) ahora son vistas con "menos" frecuencia encima de la herramienta de fondo.

...../.....*****.

Bibliografía.

Measurement While Drilling Halliburton
Geodata.

Geodata Measurement While Drilling Services ..
..... Halliburton
Geodata.

Toolpusher High Angle Logging System
..... Halliburton
Logging Services.

Evaluating differences between wireline and MWD
systems por Hilton B. Evans World Oil, Abril
de 1991.

MWD North Sea Field Use, Aug 1978 - Feb 1979
(with 1982 Update) por W.H. Griffin y Stephen A.
Holditch Journal of
Petroleum Technology (JPT), Diciembre de 1982.

Reserve Potential due to Horizontal Drilling is
substantial por Philip C. Crouse World Oil,
Octubre de 1989.

Recording Downhole Formation data while drilling
por L.R. Elliot Journal of
Petroleum Technology (JPT), Julio de 1985.

Sistema de Servicios Eléctricos para pozos ...
..... Industrias
Gearhart, Edición 1985.