



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROCESO DE MEDICIÓN Y REGISTRO
DE LA FORMACIÓN DURANTE LA
PERFORACIÓN

T E S I S P R O F E S I O N A L

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A

TZOMPANTZI JUÁREZ JAIME



DIRECTOR: Ing. Martín Terrazas Romero

MEXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-132

SR. JAIME TZOMPANTZI JUÁREZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Martín Terrazas Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PROCESO DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE LA FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

- I DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE MEDICIÓN MIENTRAS SE PERFORA**
- II PROCESO DE MEDICIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)**
- III DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS SE PERFORA**
- IV PROCESO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS SE PERFORA (LWD)**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D.F., a 10 de febrero de 2004

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Jaime Tzompantzi Juárez

FECHA: 20 de mayo de 2004

FIRMA: [Firma manuscrita]

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“PROCESO DE MEDICION Y REGISTRO DE LA FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN”

Tesis presentada por:

TZOMPANTZI JUÁREZ JAIME

Dirigida por: Ing. Martín Terrazas Romero

Jurado del examen profesional.

PRESIDENTE: Dr. Rafael Rodríguez Nieto

VOCAL: Ing. Martín Terrazas Romero.

SECRETARIO: Ing. Manuel Villamar Viguera

1er. SUPLENTE: M en I. Ricardo A. Fernández Pacheco

2do. SUPLENTE: Dr. Carlos Oropeza Vázquez

The image shows five horizontal lines, each with a handwritten signature above it. The signatures are: 1. A signature that appears to be 'Rafael Rodríguez Nieto'. 2. A signature that appears to be 'Martín Terrazas Romero'. 3. A signature that appears to be 'Manuel Villamar Viguera'. 4. A signature that appears to be 'Ricardo A. Fernández Pacheco'. 5. A signature that appears to be 'Carlos Oropeza Vázquez'.

Agradecimientos

El mayor de los agradecimientos es a mis papas. Madre, Teresa Juárez Sánchez, Padre, Jaime Tzompantzi Flores, son quienes me dieron la oportunidad de estar donde estoy y que pusieron todo de su parte para hacerme un hombre de provecho, y seguir estudiando hasta este punto de mi vida.

Gracias también por proporcionarme alimento, vestido, techo y lo más importante de mi vida, su cariño, sacrificios, cuidados y esperanzas invertidas por todo eso y más, los quiero mucho.

Gracias a mi señor padre todo poderoso por haberme iluminado y tener fe y no perder la esperanza.

Un agradecimiento a mi hermana Vanesa Tzompantzi por todos sus consejos y alicientes, quien estuvo siempre conmigo para seguir adelante durante la carrera, te quiero mucho y estoy contigo para todo.

Un agradecimiento especial a mis padrinos Pablo Cortes Santana y a Celia Casillas de Cortes, que dios los tenga en su seno descansando, quienes les prometí esta tesis y no pudieron ver este trabajo quienes me ayudaron muchísimo para todo lo necesario de mi educación y entre otras cosas se los debo a ellos, que fueron mis segundos padres quien me otorgaron a lo largo de toda mi carrera y mi vida. Y espero que este trabajo satisfaga sus expectativas.

El agradecimiento a la Universidad de México y a todos mis profesores, por todos los conocimientos y valores adquiridos, y por la educación y experiencias recibidas dentro de las aulas.

Un agradecimiento al Ingeniero José Martínez Pérez por haberme apoyado en el inicio de la tesis y estar pendiente del avance de la misma.

Un agradecimiento al Ingeniero Joaquín Mancilla por su valiosa colaboración y acesoria del mismo trabajo y sus consejos durante la elaboración del mismo.

Un agradecimiento al Ingeniero Rene Castro que fue también un apoyo importarte, durante este trabajo por sus explicaciones y consejos a lo largo del avance de cada capitulo mil gracias.

También el agradecimiento a mis sinodales de examen, el Dr. Rafael Rodríguez Nieto, el Ing. Martín Terrazas Romero, Ing. Manuel Villamar Viguera, M en I Ricardo A. Fernández Pacheco, y Dr. Carlos Oropeza Vázquez, por sus consejos y observaciones hechas sobre mi tesis y por aceptar formar parte de mi jurado de examen.

El agradecimiento a todos mis familiares y amigos por tenerme siempre presente en sus pensamientos y en sus vidas.

El agradecimiento muy especial a mi profesor y amigo M. Carlos Córdoba por sus conocimientos adquiridos y su apoyo incondicional mil gracias.

El agradecimiento a mi amiga Perla Adame por sus motivaciones, alegrías y experiencias vividas y todo el apoyo que me dio para seguir adelante, eres parte de mi vida, mil gracias, te quiero.

El agradecimiento muy especial a mi amigo que me dio su apoyo incondicional y me motivo para seguir adelante, Monsieur Jesús Martínez trabajador de Unidad de Computo Académico mil gracias que dios lo bendiga.

Por último el agradecimiento a mis amigos y compañeros de carrera: Ileana y Mabel Rodríguez, Antelmo García, Octavio Flores, Arturo Villegas, Jesús Hernández, Pablo García, Luis A. Montes de Oca, Jorge García, Luis Brito, Gabriel González, Aidé Coronado, Iván Olea, Fidel Mendoza, Francisco Flores, Carlos Mendoza, Pablo González, Raúl Chevanier, Maricarmen Pérez, entre otros y lo que me faltaron mil gracias.

Mayo 2004

INDICE

	PÁG.
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
 CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE MEDICIÓN MIENTRAS SE PERFORA	4
I.1 INTRODUCCIÓN	4
I.2 ASPECTOS GENERALES	7
I.3 PRINCIPIO DE ACCIÓN	24
I.4 USOS Y APLICACIONES DEL MWD	27
I.5 EJEMPLO	29
 CAPÍTULO II	
PROCESO DE MEDICIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD).....	44
II.1 INTRODUCCIÓN	44
II.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA	44
II.3 SISTEMA DE POTENCIA	50
II.4 SISTEMA DE TELEMETRÍA	68
II.5 SENSORES DIRECCIONALES	73

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS

SE PERFORA	82
III.1 INTRODUCCIÓN.....	82
III.2 PRINCIPIO DE ACCIÓN	83
III.3 USOS Y APLICACIONES DEL LWD	85
III.4 EJEMPLO	95

CAPÍTULO IV

PROCESO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS SE PERFORA (LWD)	110
IV.1 INTRODUCCIÓN.....	110
IV.2 EQUIPO Y HERRAMIENTA DE LWD.....	110
IV.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD POR EL LWD	137
IV.4 REGISTROS NUCLEARES Y ACÚSTICOS.....	154
IV.5 OTROS REGISTROS	176
IV.6 PROFUNDIDAD DE MEDICIÓN	181
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	188
BIBLIOGRAFÍA	189

RESUMEN

Este trabajo tiene por objetivo analizar los procesos que involucran la medición y el registro de las formaciones rocosas mientras se perfora un pozo. Con el propósito de tener un control global durante las operaciones de perforación. Sin estas herramientas se tendría que invertir tiempo, y dinero en la toma de información trabajando con incertidumbre. En cambio con estas, se pueden obtener los datos en tiempo real y ayudar al Ingeniero Petrolero a evaluar el control del pozo desviado y también la formación en tiempo real para prevenir problemas en el pozo y llegar al objetivo.

Este trabajo consta de cuatro capítulos. En el Capítulo I se hace una revisión de la descripción de la herramienta para medición mientras se perfora (MWD), su principio de operación en el cual mide la dirección y el azimut cuando la barrena cruza las formaciones rocosas. También se mencionan los diferentes usos que se le da, así como la aplicación y por último se presenta un ejemplo.

En el Capítulo II se hace una revisión de los equipos y sensores con que cuenta el sistema MWD (Measurement While Drilling) para hacer las mediciones correspondientes, y se explican sus componentes básicos que son: el sistema de potencia, el sistema de telemetría y los sensores direccionales que son los que proporcionan los datos en tiempo real, de interés para esta tesis.

Dentro del Capítulo III se hace una descripción de la herramienta de registro mientras se perfora (LWD), su principio de operación, en el cual mide parámetros de la formación rocosa en tiempo real tales como la resistividad, rayos gamma, densidad y porosidad neutrón. Además, estos registros ayudan al Ingeniero a visualizar la formación alrededor del pozo antes de que ocurra la invasión del fluido de perforación y, por tanto, se dañe la formación. También se describe el uso de esta, así como la aplicación y también se da un ejemplo.

En el capítulo IV se describe el equipo y la herramienta que se necesita para registrar la formación en tiempo real. Por otra parte, se comenta los registros de resistividad realizados por el LWD (Logging While Drilling), registros nucleares y acústicos, otros registros que ayudan a evaluar la formación rocosa y por ultimo registros de profundidad de medición.

Por último, se dan a conocer las respectivas conclusiones y recomendaciones de este trabajo al igual que las referencias.

INTRODUCCIÓN

En el año de 1989 se introdujeron los registros para medir y tomar información de la formación rocosa durante el proceso de perforación (LWD y MWD). Lo que impulsó el desarrollo de la tecnología. Estas herramientas son importantes en el desarrollo de la perforación en pozos con litología compleja junto con problemas ajenos a la formación rocosa en pozos verticales y horizontales.

La herramienta de registro durante la perforación (**LWD**), se usa para registrar en tiempo real parámetros de la formación como la resistividad, rayos gamma, densidad y porosidad neutrón. Estos registros ayudan al Ingeniero a evaluar la formación alrededor del pozo antes de que ocurra invasión del fluido de perforación y, por tanto, se dañe la formación. El resultado es una evaluación de la formación en su estado original.

La herramienta de medición durante la perforación (**MWD**), ha sido diseñada para tener un mínimo impacto durante la operación. Se usa para medir el rumbo, azimut y la inclinación de la barrena en el fondo del pozo en tiempo real.

Por otra parte, las dos herramientas pueden transmitir toda su información por medio del sistema de telemetría desde el fondo hasta la superficie, en tiempo real o pueden almacenarla para uso posterior.

Un aspecto importante de estas herramientas es que se emplean hoy en día en pozos horizontales. En estos pozos se presenta la segregación gravitacional de los fluidos en la zona invadida. Algunas innovaciones de esta tecnología se combinan en forma cuantitativa para este caso específico.

El uso simultáneo de los instrumentos de MWD indica la trayectoria del agujero y proporciona mediciones del torque y el arrastre de la perforación.

Las mediciones de MWD/LWD minimizan los costos de perforación, adquiriendo la información para evaluar la formación en forma cuantitativa durante la perforación. La información en tiempo real mejora las decisiones para perforar y asegurar una rápida evaluación del pozo y optimizar los trabajos de registros de línea tan pronto como la barrena perfora la formación.

Las mediciones de MWD/LWD proporcionan información en tiempo real para guiar al perforador al objetivo, y también proporciona la evaluación de la presión de poro.

El análisis en tiempo real puede mejorar las operaciones de perforación para evitar problemas como: tubería pegada, manifestaciones, y brotes imprevistos.

Integrando toda la información de ambas herramientas se puede hacer una evaluación temprana de la litología y el control de direccionamiento del pozo mientras la barrena perfora la formación. Así, en la superficie se puede hacer una interpretación de datos y usarlos en conjunto para tener un control mejorado de operación del pozo para llegar al objetivo con un programa predeterminado.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE MEDICION MIENTRAS SE PERFORA

I.1 INTRODUCCIÓN

Para poder enfrentar los retos del mercado actual, las compañías operadoras de gas y petróleo están exigiendo mayor eficiencia en la perforación y mejores desempeños. Ahora se abre una ventana más con una tecnología avanzada que permite al perforador y al geólogo ver virtualmente las formaciones y los fluidos de las mismas mientras se va perforando.

La herramienta MWD proporciona datos en tiempo real de las mediciones hechas cerca de la barrena durante la perforación del pozo, permitiendo hacer los ajustes necesarios mientras se perfora.

La herramienta de medición durante la perforación (**MWD**) por sus siglas en ingles. Se usa para medir desde el fondo del pozo, el rumbo, el azimut y la inclinación de la barrena en tiempo real, y pueden ser transmitidos a la oficina para tener un mejor control direccional en pozos horizontales y tener un monitoreo constante para llegar al objetivo durante la perforación con mínimo costo y tiempo.

Las herramientas de MWD que se usan hoy en día, sirven para obtener una variedad de mediciones como las siguientes:

- **La inclinación, azimut, y posición de la cara de la herramienta, que permite al perforador mejorar la dirección del pozo para un control direccional durante la perforación.**
- **Datos de mecanismos de perforación en tiempo real para perforar con eficiencia, incluyendo el peso y torque sobre la barrena en el fondo.**

Los datos de algunas herramientas de MWD se transmiten hacia lo alto de la superficie por medio del sistema de telemetría de pulso lodo, mientras otras herramientas transmiten los datos electrónicamente a la superficie por vía de cable y son llamados registros de línea del sistema de MWD.

En la telemetría pulso – lodo, los pulsos se convierten en voltajes eléctricos a la superficie por un sensor montado en el conducto de descarga de la bomba de lodo. El equipo en la superficie descifra la información que representa las mediciones hechas por las herramientas.

Los componentes del sistema MWD en la superficie consisten en:

- Sensores en la superficie para registrar parámetros de perforación, así como las profundidades del pozo.
- Un transductor (sensor) en la superficie para recibir las señales de las mediciones de la herramienta MWD.
- Una computadora para descifrar los datos de fondo del pozo en la superficie.
- Y una computadora para procesar, guardar, y usar todos los datos.

Los componentes de la herramienta MWD del fondo consisten en:

- Un componente que suministra potencia para hacer las mediciones en el fondo.
- Uno o más componentes para producir mediciones del fondo.
- Y componentes para producir y transmitir las señales de las mediciones hacia la superficie.

El funcionamiento de los componentes del sistema MWD, consiste en:

Las baterías o alternadores de fondo del pozo, son los que suministran energía a las herramientas. Todos los sistemas de MWD miden la dirección e inclinación del pozo. Las mediciones se usan para guiar al pozo al objetivo y evitar colisiones con otros pozos por medio de un sensor cerca de la barrena.

El dispositivo de medición produce señales de los datos que necesitan ser enviados a la superficie. Los sistemas de MWD usan el sistema de telemetría para transmitir los datos de estudio a la superficie. Las señales analógicas producidas por los dispositivos de medición de la herramienta son convertidas en señales digitales (1 y 0). Las señales digitales son entonces convertidas en pulsos de presión que llevan los datos a la superficie a través de la columna del fluido de perforación.

La información es transmitida a la superficie a través del conducto del lodo creando señales de datos desde el fondo del pozo. El equipo en la superficie descifra las señales de los datos de las mediciones para que el perforador pueda hacer sus ajustes.

Los tres tipos comunes de señales generados por el sistema de telemetría son: pulso positivo, pulso negativo y de onda continua. En el pulso positivo se tiene una válvula que reduce el flujo que es donde, se produce los pulsos de presión. En el pulso negativo se tiene una válvula desviadora que produce los pulsos de presión y una onda continua se tiene unos platos rotatorios que son los que producen las ondas continuas.

Estos tres tipos de pulso, a final de cuentas, lo que registran son incrementos de presión que son muy pequeños y no podemos observarlos pero la herramienta MWD los detecta.

También pueden transmitirse los datos a la superficie a través de un cable conectado a la herramienta de MWD. Este método es común en las herramientas llamados herramientas de direccionamiento. Sin embargo, con un cable adjunto, la sarta de perforación no se puede girar.

Un transductor (o sensor) en la superficie recibe los pulsos de presión y los convierte en señales eléctricas. La computadora en la superficie descifra las señales eléctricas del transductor y convierte la información digital en valores y para su estudio en la oficina con el equipo de computación.

Una función importante de la computadora en la superficie es procesar los datos de las condiciones locales, como el tamaño del agujero y la profundidad. Los datos producidos por la herramienta de MWD se procesan y se usan para proporcionar información del pozo. Esta información se usa para tomar las decisiones críticas sobre la trayectoria que lleva en ese momento el pozo.

Los datos se despliegan en un monitor en tiempo real en el piso de perforación para que el perforador pueda decidir el direccionamiento del pozo. En la superficie se guarda la información para después imprimirla.

La información direccional se envía continuamente a la superficie en tiempos cortos para que puedan hacerse las correcciones de la trayectoria.

Por lo anterior, se describirá con mas detalle la teoría del funcionamiento del MWD para tener un mejor control de la dirección del pozo en menos tiempo posible y con un bajo costo, con mayor eficiencia de perforación junto con la meta de llegar al objetivo que es la zona productora del yacimiento.

1.2 ASPECTOS GENERALES.

Un pozo direccional se define como aquel que se perfora siguiendo una trayectoria previamente calculada con el objeto de alcanzar un punto en el subsuelo localizado a cierto desplazamiento horizontal de la localización superficial del equipo de perforación.

Esta herramienta de medición durante la perforación MWD, se usa para pozos horizontales o de largo alcancé.

La perforación direccional controlada de un pozo petrolero, ya sea debido a problemas de perforación en el área a consideraciones económicas, tiene muchas aplicaciones. Entre las más comunes se tiene las siguientes:

1. Desarrollo de campos marinos.
2. Perforación de pozos de alivio.
3. Perforación de obstáculos geológicos.
4. Localizaciones superficiales inaccesibles.
5. Pozos laterales y multilaterales.
6. Pozos horizontales.
7. Pozos de alcancé extendido.
8. Control de la desviación de pozos verticales.

1.- Desarrollo de campos marinos, esta es una de las aplicaciones más usuales de la perforación direccional, pues debido al alto costo de las instalaciones marinas, resulta incosteable el empleo de plataformas para perforar y explotar únicamente pozos verticales.

2.- Perforación de pozos de alivio. En ciertas ocasiones durante la perforación de un pozo se llega a perder el control del mismo, dado como resultado un reventón. Algunas veces, se hace, necesario perforar un pozo direccional que intercepte al pozo descontrolado, o bien que llegue lo suficientemente cerca de él, de tal manera que se establezca una vía de comunicación entre los dos pozos a través de la cual se puedan inyectar fluidos que permitan recuperar el control del pozo.

3.- Perforación de obstáculos geológicos. Tales como estructuras afalladas, intervalos múltiples o flancos de domos salinos. Existen ciertos casos en donde la perforación vertical presenta un serio problema operativo o económico, la perforación direccional puede ser empleada satisfactoriamente.

En un domo salino es necesario evitar la perforación de sal, ya que si se perfora, el número de problemas que esto acarrearía sería muy grande, entre estos problemas se tendría: Cambios en las propiedades del fluido de perforación, consideraciones adicionales en el diseño de las tuberías de revestimiento y creación de cavernas.

4.- Localizaciones superficiales inaccesibles. Los pozos pueden ser perforados direccionalmente donde existen obstáculos naturales o zonas urbanas los cuales evitar que el equipo de perforación pueda ser colocado directamente sobre la localización deseada.

5.- Pozos laterales o con accidente mecánico. Se puede presentar alguna de las opciones de perforar un pozo direccional para recuperar aceite de formaciones vecinas o de nuevos descubrimientos. También es posible requerir de la aplicación de la tecnología de perforación de pozos multilaterales para explotar yacimientos lenticulares.

6.- Otra de las aplicaciones es en la perforación de pozos horizontales. Los cuales pueden representar una alternativa de productividad mayor a los pozos verticales o a los pozos direccionales convencionales. La tecnología de perforación de pozos horizontales se considera actualmente en estado maduro, por lo que se dice que es una tecnología de perforación convencional.

7.- Otra aplicación son los pozos de alcance extendido, los cuales son una variante de los pozos horizontales. Esta tecnología, aunque considera conceptos aplicados y probados y se encuentra en etapa de desarrollo, no es una tecnología convencional. Es decir, se considera como tecnología de perforación no convencional.

8.- Durante la perforación de pozos verticales convencionales, se requiere de un control de la verticalidad del pozo a fin de obtener las características técnicas reales del pozo lo más cercano posible a lo programado. Debido a diversos factores propios de las características de la formación y a las condiciones operativas, el pozo a perforar no será perfectamente vertical. Por esta razón se tiene que llevar un control de la dirección y corregir cualquier desviación que resulte.

Configuraciones de pozos direccionales.

La configuración de un pozo direccional se debe elegir de acuerdo a las condiciones locales que mejor se adapte. Tipo de terminación de un pozo es función del yacimiento y de las zonas que se requieran aislar a lo largo de la trayectoria, además, el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación.

Cuando se planea utilizar la perforación direccional se deberá seleccionar alguno de los patrones o configuraciones de trayectoria. La selección de la configuración dependerá principalmente de los siguientes factores: de las características de la estructura geológica, del espaciamiento entre los pozos, de la profundidad vertical verdadera y del desplazamiento horizontal del objetivo.

En general las trayectorias de los pozos direccionales pueden clasificarse en dos tipos: tipo Slant y tipo S.

Pozos tipo Slant.

En este tipo de pozos, el ángulo de desviación se incrementa a una cierto numero de grados por cada 30 metros (100 pies), hasta obtener el ángulo máximo permitido. Una vez que se alcanza el ángulo máximo, este se mantiene hasta alcanzar el objetivo.

Posteriormente, el ángulo de inclinación se va disminuyendo hasta retornar el pozo a la vertical para llegar al objetivo.

El pozo tipo Slant constituye un caso particular del tipo S, debido a que el pozo tipo Slant sería un pozo terminado en un punto en el cual se inicia el decremento de ángulo.

Los puntos recomendados para cementar tuberías de revestimiento en el segmento desviado son: al término del incremento de ángulo, antes de iniciar el decremento de ángulo y al terminar el decremento o al alcanzar el objetivo.

Además existen varios tipos de trayectorias como los siguientes:

1. Incrementar y mantener (Tipo Slant).
2. Incrementar-mantener-disminuir (Tipo S).
3. Incrementar-mantener-disminuir y/o mantener (Tipo S modificado).
4. Incremento continuo de ángulo.
5. Trayectoria con tangente (pozos horizontales).
6. Trayectoria compleja (pozos horizontales).

La información básica que se requieren para estos es:

- ❖ Coordenadas superficiales.
- ❖ Coordenadas del objetivo, profundidad vertical verdadera del objetivo.
- ❖ Profundidad vertical (KOP).
- ❖ Ritmo de incremento vertical.
- ❖ Ritmo de desviación horizontal.

En todos los casos el diseño final de la curva de la construcción debe procurar:

- Evitar las formaciones problemáticas.
- Minimizar el desplazamiento.
- Disminuir la longitud de la curva de construcción.
- Proporcionar un intervalo de ajuste para el tiempo de otras curvas que no sea la ideal.
- Llegar al objetivo dentro los límites de la tolerancia.

- Proporcionar una curvatura que permita el empleo de todas las herramientas y equipo de producción.

En pozos verticales los lastrabarrenas se emplean cerca del fondo de una sarta de perforación convencional para dar peso a la barrena (WOB) y para asegurar que la tubería arriba de los mismos permanezca en tensión. La tubería extrapesada que se emplea en la sarta de perforación, da peso adicional y además aísla a la tubería de cargas compresivas.

En pozos horizontales, el colocar los lastrabarrenas cerca de la barrena no aumenta el peso, pero si incrementa el torque, arrastre y las posibilidades de un atrapamiento. Por esta razón el único lastrabarrena que se debe colocar en esta sección, es el antimagnético para aislar los instrumentos de medición de las interferencias magnéticas.

El principal componente que proporciona peso sobre barrena (WOB) se tiene que colocar cerca o en la sección vertical de la sarta. Como resultado se tiene que la tubería que se encuentra por debajo de esta sección estará sujeta a cargas de compresión a esta configuración se le conoce como "sarta invertida".

Planeación de la trayectoria de pozos direccionales.

Los parámetros necesarios en la planeación de pozos direccionales dependen de la zona en la cual se llevara a cabo la perforación. De esta zona se deben conocer la litología, la situación estructural y al profundidad vertical verdadera de los posibles intervalos productores. Analizando la información anterior, se deberá considerar los siguientes factores:

- ❖ Trayectoria del pozo.
- ❖ Características de la formación.
- ❖ Localización del equipo.
- ❖ Geometría del pozo.

Dependiendo de ciertos factores teóricos y económicos, se elegirá la trayectoria del pozo a perforar, la experiencia acumulada por la perforación de otros pozos en la zona será un factor muy importante para él cálculo del proyecto, ya que de allí se pueden afinar el programa de fluidos, la profundidad de inicio de desviación, el programa de tuberías de revestimiento.

Se deberá aprovechar la tendencia que presentan ciertas formaciones de desviar el curso de la barrena o de mantener su rumbo, conforme esta gira, de tal manera que la barrena sea dirigida hacia el objetivo según la trayectoria planeada. El conocimiento de la posición del equipo de perforación, la profundidad del inicio de desviación y en consecuencia del desplazamiento horizontal.

Localización del equipo. La localización superficial del equipo de perforación depende de la distribución estructural de las formaciones a perforar. El diámetro del pozo y en consecuencia el programa de tuberías de revestimiento, son parámetros que dependen principalmente de la profundidad del objetivo, características de las formaciones a perforar y de la producción esperada.

Para la perforación de un pozo direccional se han fijado ciertas restricciones en la desviación, en el tramo vertical el pozo se debe mantener dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio, mientras que en la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo en un diámetro de 50 pies (termina en punta). Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.

Las variables fundamentales que dictan la planeación de la trayectoria del pozo son las coordenadas de la localización en la superficie (equipo y cabeza del pozo) y las coordenadas del objetivo del pozo. Sin embargo, muchas otras variables también impactan el final de la trayectoria escogida. Empezaremos por poner algunas definiciones principales para los pozos direccionales donde interviene el MWD.

Objetivo. Está definido por las coordenadas de un punto en el subsuelo al cual se pretende llegar. La exactitud es frecuentemente muy relativa, por lo que la definición de las coordenadas del objetivo lleva implícita una cierta tolerancia en la posición del fondo del pozo.

Desplazamiento horizontal del pozo. Un pozo direccional se caracteriza por el hecho de que la línea imaginaria vertical que pase a través del objetivo se encuentra a cierta distancia horizontal de una línea imaginaria vertical que pase a través de la cabeza del pozo. Esta distancia es llamada "desplazamiento horizontal del pozo".

Angulo de inclinación. Es el ángulo al cual el pozo es desviado de la vertical durante la perforación.

Profundidad vertical verdadera. La distancia vertical entre la mesa rotaria y el objetivo se le conoce como profundidad vertical verdadera, mientras que la longitud de la trayectoria real es llamada profundidad desarrollada.

La dirección a seguir por la barrena para conectar la cabeza del pozo al objetivo se llama **trayectoria del pozo**. La distancia vertical entre la cabeza del pozo (rotaria o cualquier otra referencia) y el objetivo es llamado **profundidad vertical verdadera (TVD)**, mientras la longitud real de la trayectoria perforada por la barrena se llama **profundidad medida** (o longitud perforada en ciertos casos).

Proyección de la trayectoria real.

En la figura I-1 se describe el pozo perforado real. La trayectoria se caracteriza por dos tipos de proyecciones:

- La proyección en el plano vertical (Plano que contiene la línea vertical que pasa por la mesa rotaria y la línea vertical que pasa por el objetivo del pozo).
- La proyección en el plano horizontal (vista de arriba).

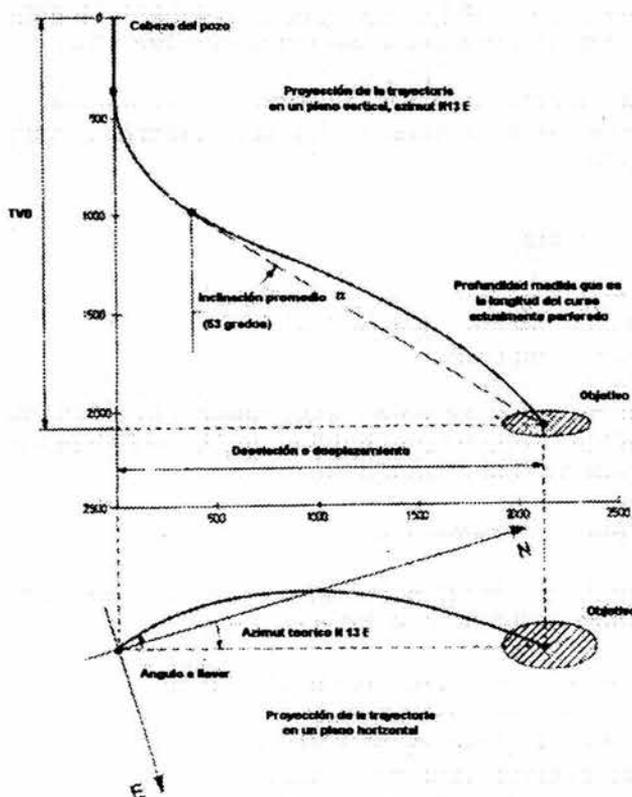


Figura I-1. Curso real del pozo direccional.

Esta figura nos permite identificar la dirección promedio o el azimut de la trayectoria del agujero (ángulo entre la dirección norte y el plano vertical a través de la cabeza del pozo y el ángulo de inclinación del pozo a través del objetivo)

Nota: Estas definiciones ya requieren varios comentarios como son:

- a) En la preparación y perforación de un pozo direccional, el preciso sistema de referencia (coordenadas, el norte verdadero, norte magnético).
- b) Los valores promedio definidos sobre la trayectoria del pozo se considera como un conjunto (dirección promedio y ángulo promedio del agujero) no debe confundirse con los valores medidos a cada punto de la trayectoria: profundidad, azimut y inclinación.

Trayectoria teórica. El pozo empieza verticalmente, y en algún punto a lo largo de la misma, es desviado o toma un punto de desviación. Este es punto de inicio de desviación KOP (por sus siglas en inglés **kick off point**). El ángulo del agujero a partir de este punto tiene un incremento constante.

Si la velocidad de incremento del ángulo se mantiene constante, que es generalmente el caso, la trayectoria describe un arco de círculo cuyo radio se da por la fórmula.

$$R = \frac{3600}{2\pi g} \quad \text{donde:}$$

g = Velocidad de aumento (grados/10 mts).

R = Radio de curvatura (pg).

Una vez que el ángulo del agujero máximo es alcanzado, lo llamaremos, α , la trayectoria es continua en una línea recta, mientras se mantiene constante el ángulo, hasta que se alcance el objetivo deseado.

Perfil del pozo y su terminología.

Para poder seleccionar el mejor perfil del pozo desviado se deben tomar en cuenta varios criterios como son:

- Localización, espesor y echado de la formación.
- Azimut de la trayectoria.
- Diseño del pozo y planeación de las tuberías de revestimiento.
- Modelos de torque, arrastre y trayectoria.
- Selección y diseño de los aparejos de fondo.
- Mediciones direccionales.
- Fluidos de perforación.
- Registros geofísicos.
- Selección de la terminación y cementación.

El control de la desviación. Es el proceso de mantener la trayectoria de un pozo dentro de ciertos límites preestablecidos, relativos al ángulo de inclinación, desplazamiento horizontal o ambos.

Severidad o ritmo de incremento de ángulo. La severidad es expresada como el cambio en el ángulo de inclinación por cada 30 metros perforados, por lo que se mide en $^{\circ}/30$ mts o en $^{\circ}/100$ pies.

Ahora definiremos algunos puntos importantes:

Punto de inicio de desviación. Normalmente la perforación del pozo se inicia verticalmente, para después, en algún punto a lo largo de la trayectoria se inicie la desviación del pozo con respecto a la vertical.

Sección tangente. Una vez que se ha alcanzado el máximo ángulo programado, es común perforar manteniendo el ángulo, lo que genera una sección recta inclinada la cual es conocida como "sección tangente".

Punto de inicio de decremento de ángulo. Si la trayectoria del pozo es tal que se requiera que el ángulo de inclinación del pozo disminuye, se tendrá un punto en el que esto comience a ocurrir al cual se le llama "punto de inicio de decremento de ángulo" (DOP por sus siglas en inglés).

El perfil del pozo esta formado por una sección para alcanzar el ángulo a desviar, una tangente con un ángulo constante y finalmente con una caída de ángulo para llegar al objetivo conocido como una "S", como se muestra en la figura I-2. El punto de inicio (KOP) es el principio donde intencionalmente se desvía el pozo.

Después empieza una sección de construcción de ángulo necesario para desviar el pozo, esto es diseñado por medio de la velocidad de incremento (BUR) constante hasta el ángulo del agujero deseado.

El BUR normalmente es expresado en términos de grados por cada cien pies ($^{\circ}/100$ pies), que simplemente es el cambio moderado en el ángulo dividido por la profundidad medida (MD) perforado.

El ángulo del agujero, o inclinación, siempre se expresa con referencia a la vertical del pozo. La dirección, o azimut del pozo es expresado con respecto a algún plano de referencia, normalmente el norte real. La localización de un punto en el pozo generalmente se expresa en coordenadas cartesianas con la cabeza del pozo o la rotaria como referencia.

La profundidad vertical real (TVD) es normalmente expresado como la distancia vertical debajo de la rotaria. La longitud horizontal es la distancia entre dos puntos de estudio proyectado hacia el plano horizontal. El EOB es el fin del ángulo antes construido y es un punto donde se empieza a mantener el ángulo y dirección el pozo.

Luego sigue una sección tangente después de la sección de construcción del ángulo, para formar el perfil del pozo a perforar. El propósito de la tangente es mantener el ángulo y la dirección hasta alcanzar un nuevo objetivo. Por ejemplo en la figura I-2 se muestra al pozo, donde la sección de caída se muestra al final de la tangente.

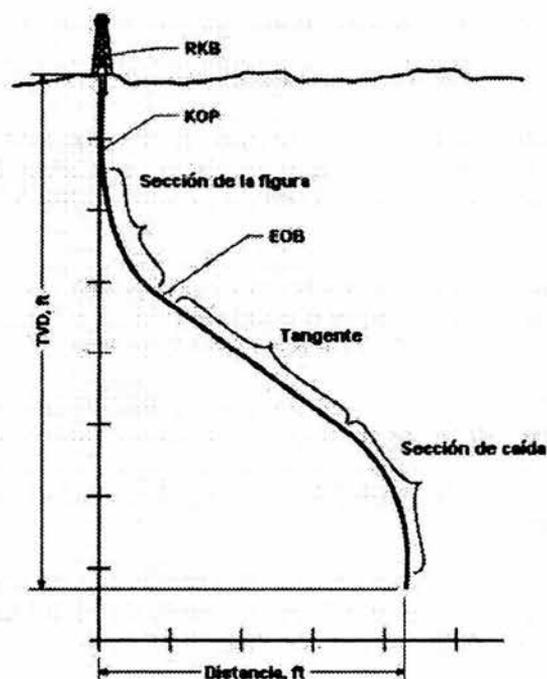


Figura I-2. Terminología del perfil del pozo.

El propósito de la caída normalmente es situar el pozo en el yacimiento con la orientación óptima con respecto a la permeabilidad de la formación o presión de la formación in-situ; alternatively, una extensión horizontal puede ser la orientación preferida en el caso de una zona productora que contenga múltiples fracturas verticales o que tienen un potencial de conificación de gas o de agua.

Una clasificación general del ritmo de incremento se muestra en la figura I-3. donde también se observan los perfiles del pozo.

Los factores en el diseño de la trayectoria del pozo.

Las consideraciones de terminación y el agotamiento del yacimiento son factores importantes en el plan de la trayectoria del pozo. Por fracturas, terminaciones con formaciones débiles, o compactación de agotamiento inducido, puede ser deseable limitar la inclinación del pozo a través del yacimiento o incluso requerir una trayectoria vertical o cerca de la vertical.

En los pozos horizontales, la localización de TVD correcta minimizará la conificación de gas o producción de agua. En formaciones verticalmente fracturadas en que las fracturas pueden ayudar al flujo de hidrocarburos, en la dirección de la trayectoria del pozo en el yacimiento puede escogerse la intercepción de múltiples fracturas.

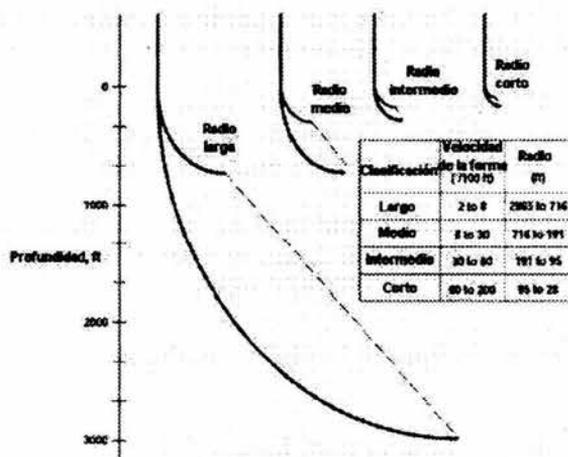


Figura I-3. Clasificación por el ritmo de incremento y velocidad.

Alternativamente, puede ser deseable situar al pozo en una dirección dada para evitar zonas donde se espera la migración de agua. La colocación óptima del pozo en el yacimiento permite obtener la producción máxima y realmente debe ser el punto de partida para el diseño de la trayectoria del pozo.

La relación mutua del plan de la trayectoria del pozo y el programa de agujero/revestimiento también debe reconocerse. El programa de agujero-revestimiento para el pozo generalmente se diseña, en base, a la terminación deseada, los regímenes de presión de poro para el pozo, la presencia de zonas problemáticas, y requisitos regulatorios.

Cuando este método se usa, el pozo se "alineará fuera" hacia el objetivo del yacimiento, y la sección del agujero restante puede perforarse como una sección tangente recto sin trabajo direccional adicional. Igualmente, en zonas

difíciles, como arenas sobre presionadas o lutitas reactivas que pueden aumentar el riesgo de tubería pegada, puede ser deseable evitar trabajo direccional que requiere resbalamiento. Así, el plan de una sección de construcción puede necesitar incluir una tangente corta a través de la sección problemática que le permitirá ser perforado / girado tan rápidamente como sea posible.

Modelos de la trayectoria del pozo.

En los métodos para calcular la trayectoria del pozo se usan puntos de datos llamados estaciones de estudio, de los cuales cada uno consiste en inclinación, azimut, y medición de la profundidad. Las mediciones direccionales normalmente son proporcionadas por los sensores de MWD, y las mediciones de profundidad lo proporciona el bloque de sensores o por el registro de la tubería. Muchos modelos de estudio están disponibles, y cada uno está basado en las diferentes suposiciones en la forma del pozo entre las estaciones del estudio.

Salvo el método de la tangente, la mayoría de los modelos proporciona resultados casi idénticos. El método de cálculo normalmente usado en la mayoría es el método de mínima curvatura (Figura I-4).

Este método asume que el pozo es una curva constante entre las estaciones del estudio, y que el ángulo se mide en la tangente en cada estación. El cálculo del estudio mínimo es como sigue:

$$\Delta North = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(\theta_1) \cdot \cos(\phi_1) + \sin(\theta_2) \cdot \cos(\phi_2)] \cdot RF \quad (1-1)$$

$$\Delta East = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(\theta_1) \cdot \sin(\phi_1) + \sin(\theta_2) \cdot \sin(\phi_2)] \cdot RF \quad (1-2)$$

y

$$\Delta Vert = \frac{\Delta MD}{2} [\sin(\phi_1) + \cos(\theta_2) \cdot \cos(\phi_2)] \cdot RF \quad (1-3)$$

donde

$$RF = \frac{360}{\pi DL} \left[\tan \frac{DL}{2} \right] \quad (1-4)$$

y

$$\cos DL = \cos(\theta_2 - \theta_1) - \sin\theta_1 \cdot \sin\theta_2 [1 - \cos(\phi_2 - \phi_1)] \quad (1-5)$$

En la ecuación 1-1 a la 1-5, él $\Delta Norte$ es el cambio en la coordenada norte (pie), él $\Delta Este$ es el cambio en la coordenada (pie), él $\Delta Vert$ es el cambio en la coordenada de TVD (pie), él ΔMD es el cambio en la profundidad medida (pie), θ es el ángulo de inclinación, ϕ es el ángulo del azimut, RF es el factor de velocidad, y DL es la pata de perro (el cambio angular total encima del intervalo).

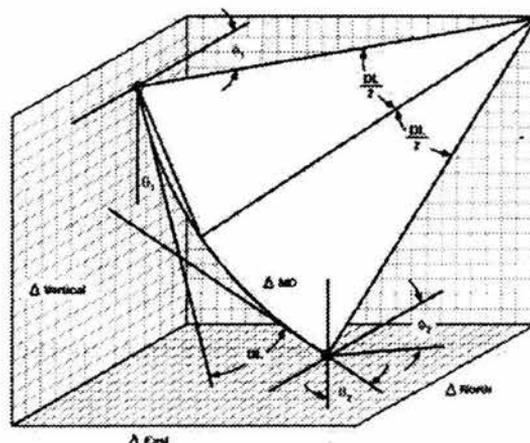


Figura I-4. Método del cálculo para el modelo de mínima curvatura.

Mientras varios métodos de cálculo dan resultados casi idénticos con los mismos datos crudos de estudio, la exactitud de los datos puede causar incertidumbre acerca de la localización precisa del pozo. Todos los instrumentos de medición, tienen tolerancias de exactitud y de inclinación. En nuestro caso, el problema es considerado sólo cualitativamente por lo que se refiere a su impacto en el diseño de la trayectoria.

Para responder a la incertidumbre, se traza la trayectoria en términos de su localización posible extendiendo la trayectoria por las tolerancias asociadas con las mediciones de azimutal e inclinación de estudio. La incertidumbre de estudio azimutal es mayor que la incertidumbre de estudio de inclinación. Como resultado, de la posible trayectoria del pozo en cualquier profundidad pueden trazarse sobre un elíptico, a menudo la llaman la elipse de la incertidumbre, (Figura I-5).

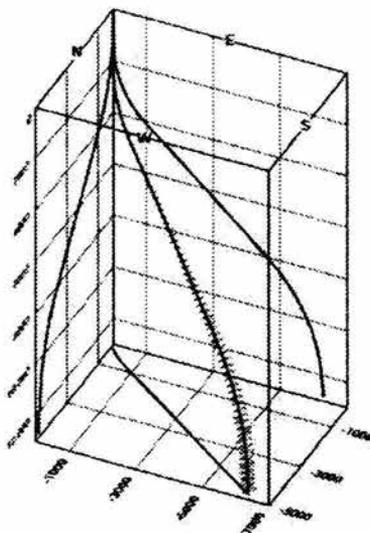


Figura I-5. Se muestra la trayectoria del pozo con elipses superpuestas.

Consideraciones generales.

1. Puntos de referencia y coordenadas.
 - ❖ Longitud y latitud
 - ❖ Coordenadas UTM (Universal, Transverse of Mercator).
 - ❖ Punto de referencia común:
 - i. Todas las profundidades y desplazamientos se miden a partir de la mesa rotaria.
 - ii. La dirección se ajusta al norte geográfico.
 - iii. La dirección del pozo se puede expresar en cuadrante o azimut.
2. Objetivo.
 - ❖ Coordenadas del objetivo.
 - Profundidad.
 - Azimut.
 - Desplazamiento horizontal.
 - ❖ La zona del objetivo tiene una tolerancia de 100 pies en radio.
3. Profundidad de inicio de desviación (KOP).
 - ❖ Formaciones con dureza suave-media proveen las mejores condiciones.
 - ❖ Profundidad mayor a la de la tubería superficial.
 - ❖ En plataformas el KOP es somero en pozos externos y mas profundos en los centrales.
 - ❖ Los arreglos de conductores pueden ser rectangulares o circulares.
4. Graficas anti-colisión.

- ❖ Se emplean para analizar la posible interferencia entre pozos.
 - ❖ Usualmente se realizan con las trayectorias programadas y reales.
 - ❖ Muy útiles en intervenciones futuras a los pozos.
5. Ritmo de incremento.
- ❖ El ritmo de incremento de ángulo varía de 1.5 a 2.5 /100 pies.
 - ❖ Si el ritmo es grande se tendrá problemas de daño por fatiga y movimiento de tuberías.
 - ❖ A menor ritmo, la longitud perforada será mayor.
6. Angulo guía.
- ❖ Los efectos combinados de rotación y características de la formación hacen que la dirección de la barrena se desvíe hacia la derecha.
 - ❖ La barrena se orienta considerando este efecto mediante el ángulo guía (5 a 25 grados).
 - ❖ La magnitud del ángulo guía dependerá de:
 - Ritmo de desviación en el plano horizontal (experiencia en el campo).
 - Ligero 0-0.5 grados /100 pies.
 - Mediano 25 1.5 grados /100 pies.
 - Severo >1.5 grados /100 pies.
 - Desplazamiento horizontal.
7. Desplazamiento horizontal en el punto C.
8. Profundidad medida en el punto C.
9. Desplazamiento horizontal en el punto P.
10. Profundidad medida en el punto P.

Datos requeridos para el cálculo de la trayectoria.

Los datos necesarios para calcular la trayectoria del pozo son:

- ❖ Profundidad vertical verdadera al objetivo.
- ❖ Desplazamiento horizontal al objetivo.
- ❖ Profundidad de inicio de desviación.
- ❖ Velocidad de incremento de ángulo.

La profundidad vertical verdadera al objetivo no es posible de modificar, ya que es función de la profundidad a la cual se encuentra la estructura contenedora de hidrocarburos.

El desplazamiento horizontal al objetivo es función de la colocación superficial que tenga el equipo de perforación. Se supone que dicha localización fue determinada considerando la distribución estructural de las formaciones a perforar, por lo tanto puede considerarse un dato fijo.

La profundidad de inicio de desviación debe ser obtenida considerando las características de las formaciones a perforar, ya que se recomienda que la etapa de incremento de ángulo se lleve a cabo en formaciones suaves o media suaves, además es conveniente que las zonas geopresionadas se atraviesen con un ángulo constante.

Puede considerarse que la profundidad de inicio de desviación y la velocidad de incremento de ángulo, darán la pauta para elegir el patrón de desviación.

La velocidad de incremento de ángulo puede ser mas o menos variable. Si el espesor y la tendencia de las altas presiones de las formaciones esperadas lo permiten, se pueden utilizar diferentes velocidades de incremento para calcular un juego de trayectorias.

El contar con un conjunto de trayectorias para un mismo objetivo, le permitan al personal encargado de las operaciones direccionales seleccionar la más conveniente, de acuerdo a los ángulos máximos mostrados y a la experiencia en otros pozos, si de antemano se conoce la velocidad de incremento de ángulo con la cual será necesario diseñar trayectorias alternas.

Parámetros a determinar.

Para la determinación de los parámetros necesarios en la perforación de un pozo direccional se pueden utilizar en la planeación de la trayectoria (con algunas modificaciones), las expresiones determinadas para calcular las coordenadas rectangulares.

Los parámetros que se deben obtener durante el cálculo del proyecto direccional son los siguientes:

- ❖ Ángulo máximo permisible.
- ❖ Profundidad vertical verdadera, desplazamiento horizontal y profundidad desarrollada durante cada 30 metros perforados en la etapa de incremento de ángulo.
- ❖ Profundidad vertical, desplazamiento horizontal y profundidad desarrollada al terminar el incremento de ángulo.
- ❖ Profundidad desarrollada al objetivo

Como ya se dijo anteriormente, estos datos dependen de la profundidad de inicio de desviación, de la velocidad de incremento de ángulo, de la profundidad vertical y el desplazamiento horizontal al objetivo.

Para el diseño de la trayectoria, se considera que no existe cambio en el rumbo de perforación, es decir, se supone que la trayectoria se desarrolla en un plano vertical.

Calculo de la trayectoria de pozos direccionales.

Hay por lo menos 18 técnicas de cálculo de la trayectoria de pozos direccionales. La principal diferencia entre ellas es que un grupo considera segmentos rectos mientras que otro supone aproximaciones con segmentos curvos.

Rápidamente-mencionaremos los métodos que más se utilizan hoy en día, ya que no es objetivo de este trabajo.

Método tangencial.

Se basa en la inclinación y la dirección de estaciones de medición y supone que los ángulos proyectados permanecen constantes en el curso entre estaciones. los ángulos en la primera estación no se consideran. La primera estación se supone que es el punto de inicio de desviación del pozo.

Método de ángulo promedio.

El método tangencial incurre en errores de propagación al no considerar la inclinación y dirección de la estación previa. Por el contrario, el método de ángulo promedio considera el promedio de inclinación y dirección entre estaciones para calcular las coordenadas (N/S), (E/W) y de profundidad vertical verdadera.

Método de mínima curvatura.

Este método utiliza los ángulos entre estaciones y supone una trayectoria curva a lo largo del curso. El método incluye el cambio total de ángulo de la tubería de perforación entre las estaciones A1 y A2.

Método de radio de curvatura.

Este método considera arcos circulares para conectar las estaciones en los planos vertical y horizontal. Es más exacto en secciones circulares. Provoca división por cero. Sin embargo, se tienen ecuaciones para cuando los ángulos de desviación son iguales, es decir, en el caso de secciones tangenciales. Asimismo, para cuando se tienen ángulos y direcciones iguales, se recomienda usar el método tangencial en forma alternativa, a fin de evitar la división por cero.

Como se muestra en la figura I-6, el trazo que se genera, en base, a la trayectoria del pozo de interés que es el centroide del cilindro. Se trazan

desplazamientos de distancias crecientes radialmente alrededor del centro de la línea como una medida registrada de los pozos existentes.

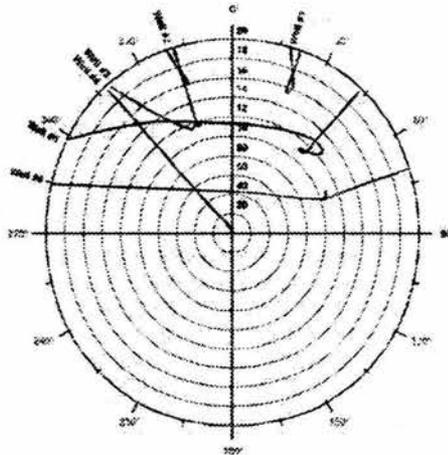


Figura I-6. Se muestra el gráfico donde se dibujan en forma cilíndrica el viaje de la herramienta.

Se trazan entonces los pozos existentes con las diferentes trayectorias de cada uno de ellos con una malla radial en función de la profundidad perforada de los pozos en curso. A los ingenieros y a los operadores se les permite trazar y supervisar a otros pozos mientras se perfora y adicionalmente para tener precaución al próximo cierre.

Los cilindros circunscritos trazados por cada viaje pueden generarse, en base, a la localización del pozo nominal, pero ellos normalmente se generan de una manera que ya responden a la incertidumbre del estudio de los pozos existentes y de los planeados.

I.3 PRINCIPIO DE ACCIÓN

El MWD proporciona recursos para monitorear la perforación en el momento y desarrollo de la perforación. Esta herramienta se basa en una tecnología avanzada de telemetría y sensores de fondo, para obtener los datos sin parar las operaciones de perforación. Los datos que se obtienen del fondo son: dirección e inclinación, peso y torque sobre la barrena durante la perforación.

Las herramientas MWD se introdujeron por el año de 1986. Fueron diseñadas para proporcionar en tiempo real mediciones de desviación del agujero, azimut y posición de la cara de la herramienta. Dentro de las herramientas hay 2 prototipos de MWD que incorpora 6 sensores en el fondo y usan el sistema de telemetría de pulso lodo para enviar los datos hasta la superficie.

La telemetría, es el proceso de reunir datos por medio de dispositivos sensores electrónicos o de otro tipo y transmitirlos a puntos remotos en este caso hacia la superficie. La telemetría de pulso de lodo es un medio inalámbrico de datos de comunicación desde el fondo del pozo hasta la superficie.

La información que se encuentra cerca de la barrena se comunica a través de una secuencia de pulsos de presión generada en la columna de lodo dentro de la tubería de perforación por una válvula localizada en la herramienta de MWD, cerca de la barrena. Dentro de esta válvula se generan, las ondas de presión, estas se propagan a través del lodo de perforación y se detectan y se visualiza en la superficie. La ventaja de esta técnica es que no se limita de las operaciones de perforación, y solo es afectado marginalmente por la composición del lodo o la profundidad.

Las funciones esenciales del sistema de telemetría consisten en transmitir datos desde el fondo del pozo y recibirlos en la superficie.

Las conexiones en el fondo se muestran en la figura I-7. Incorporándose el transmisor de pulso lodo y el empaque de sensores montado a 34 pies del tubo lastrabarrena localizado por encima de la barrena. El transmisor produce pequeños pulsos de presión que fluyen a través de la columna de lodo, dentro de la sarta de perforación por medio de una válvula que impone la restricción variable del flujo del lodo.

Los pulsos se generan mediante una válvula se opera por la energía hidráulica generada en el fondo del pozo por una turbina montada en el mismo conjunto. La válvula es eléctricamente controlada y se modula con información binaria generada en el conjunto de sensores.

La detección de las señales y la unidad de pantalla se localizan en la superficie para recibir los datos de telemetría de pulso lodo, para decodificar, y para visualizar los resultados de la información.

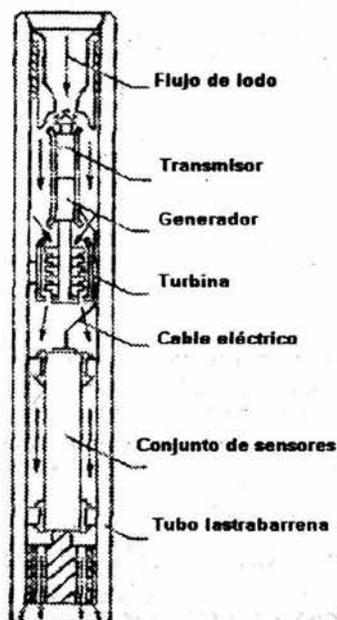


Figura I-7. Se muestra las conexiones de fondo de la herramienta

La unidad consiste en un transductor de presión localizado en el standpipe, que detecta los pulsos transmitidos por la herramienta desde el fondo, y circuitos electrónicos para detección de, filtración, amplificación, decodificación, y visualización de los datos del fondo del pozo.

Los 6 sensores del equipo MWD son: radioactividad natural de la formación, resistividad diferencial del lodo, peso sobre la barrena y torque sobre la barrena (WOB y TOB) respectivamente, presión y temperatura del lodo.

Por otra parte, la herramienta MWD, requiere de parámetros para que pueda hacer mediciones por medio de los sensores, algunos de los sensores requieren tomar datos por el exterior del tubo lastrabarrena que permite hacer las mediciones por el espacio anular entre el tubo lastrabarrena y la pared del agujero. Además el conjunto de 6 sensores se incorpora, un multiplexer, un convertidor de digital / analógico y la unidad de control de datos.

La señal de la unidad de control de datos modula la válvula en el transmisor que a su vez envía la información binaria en serie bit, codificando a

una resolución de 1 fracción en 1000, hacia la superficie como se muestra esquemáticamente en la figura I-8.

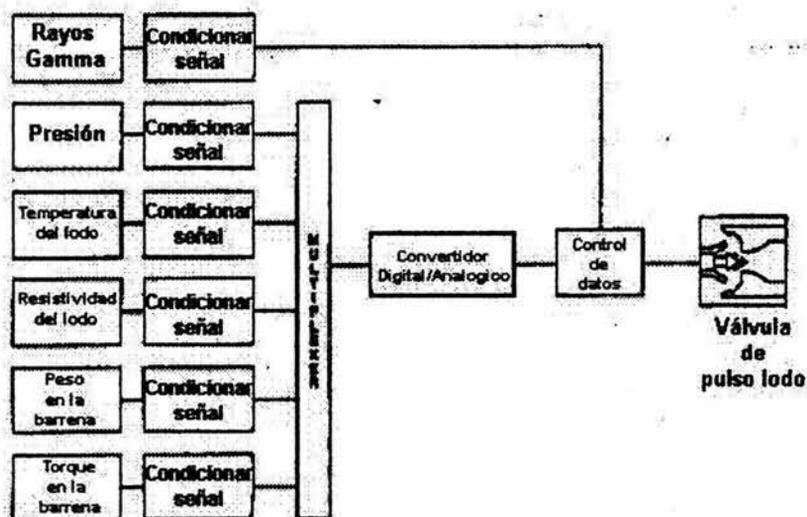


Figura I-8. Se muestra esquemáticamente la transmisión de datos.

1.4 USOS Y APLICACIONES DEL MWD.

Usos del MWD.

El uso del MWD es muy variado en la aplicación de esta herramienta en pozos desviados. En este tema mencionaremos en forma general los usos en los que podría tener en el campo.

Se toman registros de medición para:

- Permite calcular las coordenadas del pozo a diferentes profundidades, describiendo con precisión la trayectoria del pozo y la posición real.
- Medir la inclinación y la dirección en el fondo del pozo y determinar por lo tanto hacia donde se dirige el pozo.
- Determinar la orientación de las herramientas.
- Localizar "patas de perro" (dog leg) y calcular severidad.

Se necesita saber la trayectoria de un pozo para:

- Alcanzar el objetivo.
- Evitar colisiones con otros pozos, especialmente al perforar desde una plataforma.
- Definir el objetivo de un pozo de alivio en el caso de un reventón.
- Dar una mejor definición de los datos geológicos y del yacimiento para optimizar la producción.

Aplicaciones del MWD.

Aunque los pozos perforados son generalmente verticales para exploración, se pueden presentar dificultades locales y esto conlleva a requerir pozos direccionales. Por el contrario, la regla general que gobierna a los pozos perforados en desarrollo en plataformas marinas es perforar muchos pozos cuyos agujeros tienden a ser desviados. Abajo se examinan estos casos.

- Pozos direccionales para la exploración.
En estos casos se encuentran los siguientes, por orden de importancia:
- a) Objetivo de desplazamiento. A veces es difícil localizar con el equipo de perforación por encima del punto exacto dónde el objetivo se localiza, mientras ciertas direcciones que quedan a una distancia razonable donde son más accesibles. Por ejemplo en una zona donde está una comunidad, bajo una isla, bajo una montaña, y en la zona marina donde las condiciones no son las ideales.
 - b) La recuperación de un pozo por un agujero desviado por razones geológicas. Esta situación ocurre a menudo cuando un objetivo no se

- ha alcanzado debido a la presencia de fallas o un error en la interpretación estructural.
- c) Exploración complementaria. La perforación de un agujero de exploración complementario durante el desarrollo se incluye por lo menos dos ejemplos como los siguientes:
- El uso de una plataforma existente para explorar un objetivo diferente.
 - El análisis del pozo o de un perforado en la orilla del yacimiento, de una plataforma que ya apoya a otros pozos normalmente-desviados son pozos en desarrollo.
- Pozos direccionales de desarrollo. -
El desarrollo de campos de aceite es el dominio privilegiado para la perforación direccional, pero esta no es una área única. De hecho, ciertos pozos pueden parecer pozos en desarrollo, en cuanto el objetivo es absolutamente conocido, sin necesariamente participar en un campo desarrollado.
- Aplicaciones especiales para la perforación direccional.
Estos casos son bastante excepcionales, pero no pueden ignorarse. Se pueden dar ejemplos como los siguientes:
- a) La perforación direccional de un pozo de alivio después de un reventón incontrolable. Esta aplicación esta destinada a crecer, porque es prácticamente el único método para luchar con los reventones incontrolables en la zona marina.
 - b) Pozos gemelos geotérmicos.
 - c) Almacenamiento de hidrocarburos en el subsuelo.

I.6 EJEMPLO DEL MWD

Detección de presión de poro por medio de la herramienta rayos gamma MWD.

Las presiones anormales del poro de la formación puede calcularse. Estas anomalías pueden identificarse por medio de parámetros, registros geofísicos, propiedades de la formación, análisis de lodo etc. La intensidad de rayos gamma natural, y las propiedades de la formación rocosa, también pueden usarse para descubrir las presiones y poder evaluarlas. Usando los registros de rayos gamma de MWD, se puede localizar la presión de poro interpretado por la herramienta.

Las mediciones que registran los rayos gamma natural en el pozo son principalmente asociados con la lutita, la permeabilidad, correlación de pozo a pozo, y se identifican los depósitos de no hidrocarburos en la formación.

Los registros que se usan en el campo, tienen una relación empírica, que son desarrollados para proporcionar la interpretación de la presión, basada en las propiedades de rayos gamma natural de lutitas compactadas. Las mediciones de radioactividad de la formación en lutitas de la Costa del Golfo indican un cambio progresivo que puede relacionarse con la profundidad y la compactación. En los registros de rayos gamma con otras áreas geológicas de los Estados Unidos que también ha indicado el carácter similar, donde sugieren que esta técnica puede tener aplicaciones extendidas en otros depósitos nuevos de arena-lutita. Ver ref. 21.

En este trabajo se mantendrá un acercamiento práctico estableciendo las líneas de tendencia para ver la compactación normal, identificando las anomalías de rayos gamma, e interpretando las desviaciones de las tendencias normales de la presión de poro de las formaciones rocosas.

Herramienta de medición durante la perforación.

La primera aplicación de la herramienta MWD está asociada con la perforación direccional, en evaluar el direccionamiento del pozo. Esta aplicación contempla la justificación del costo de MWD en la perforación marina. Otra aplicación importante durante la perforación es el uso de las mediciones de MWD para poder interpretar el peso sobre la barrena, torsión sobre la barrena, y las mediciones de temperatura en el espacio anular.

El uso de MWD para evaluar la formación es otro rasgo importante hoy en día. Actualmente, las herramientas MWD miden la radioactividad de la formación (rayos gamma) y la resistividad de la formación; ambas mediciones son comunes para analizar los registros de los pozos.

Esta herramienta hace muchas detecciones de la presión de poro que son comunes como son (en el gas, en el lodo, la fuerza de perforación, densidad de la lutita, cloruros, etc.) donde las condiciones de perforación pueden ser muy pobres. Un rasgo importante del uso de las mediciones de MWD es la evaluación de la presión (rayos gamma y resistividad) es que ellos no son afectados por problemas comunes de perforación como, barrena embolada, estabilizador embolado, el control del lodo bajo balance, desarrollo pobre de la barrena, etc.

Con estas características que nos muestra la herramienta donde interviene GR y resistividad MWD proporcionan información necesaria para evaluar una correlación de presión.

En la figura I-9 se muestra esquemáticamente la herramienta MWD que se usa para medir inclinación, rumbo y dirección del pozo. Los sensores se alojan en el tubo lastrarbarrena no magnético, aproximadamente a 40 pies de su longitud, localizado cerca de la barrena. Los mismos sensores se usan en todos los tamaños del tubo lastrarbarrena para permitir el uso consistente de la herramienta MWD.

El sistema de telemetría de MWD genera una onda continua a través del lodo con una frecuencia estable de presión que se modula para representar los datos del fondo del pozo; esta técnica proporciona una tasa alta de transmisión de datos. En la figura I-10 se presenta una gráfica de la radiactividad de la formación donde en el eje de las equis se encuentra el ritmo de penetración y el eje de las y se ubica el número de transmisión. Se hacen las mediciones de rayos gammas desde un cintilómetro y las mediciones de resistividad son transmitidas cada 27 segundos.

Cintilómetro; Uno de los 4 tipos de detectores empleados desde los comienzos del registro de la radiación. El cintilómetro convierte los finos destellos de luz producidos por los rayos gamma, conforme se consumen en ciertos cristales, en pulsos eléctricos. El tamaño del pulso depende de la cantidad absorbida de energía.

Por consiguiente, en velocidades de perforación normal, las lecturas en los rayos gamma MWD y valores de resistividad se transmiten en intervalos de tiempos por pie donde lo proporciona los registros con mas detalle y con buena resolución.

Registro de rayos gamma.

Uno de los registros más comunes que se usa para representar la formación del pozo es el registro de rayos gamma. Las mediciones de rayos gamma MWD son hechas por el cintilometro, que, son similares a la mayoría de los detectores, responden a rayos gamma que viajan a través de 12 a 15 pulgadas de la formación. En la figura I-11 se hace una comparación del registro de línea y el registro de rayos gamma MWD como correlación.

El detector de rayos gamma es colocado en el centro del tubo lastrabarrena MWD. El tubo lastrabarrena, esta puesto cerca de la barrena, se centra en el agujero lleno con fluido. La formación observada por la intensidad de rayos gamma es afectada por este ambiente y, por consiguiente, se deben aplicar las correcciones para las mediciones observadas en el agujero.

En general, los efectos de MWD en las mediciones de rayos gamma pueden ser clasificados en dos categorías:

- 1. Por el entorno del agujero.**
- 2. Características de la formación.**

- 1. Por el entorno del agujero.**

Las mediciones de radiación gamma en la formación natural necesitan ser normalizadas para las condiciones ambientales del agujero para una interpretación completa de los datos.

La herramienta MWD se utiliza de forma común en la Costa del Golfo, que es un lugar seleccionado como estándar. Todos los datos de rayos gamma se normalizaron para el tubo lastrabarrena de 8 pulgadas, agujero de 12.25 pulgadas y con un fluido en el agujero de 8.8 lb/gal.

Las correcciones para el agujero ya sea para un pozo conocido con registro de línea, y las correcciones para un agujero con mediciones de rayos gamma MWD son muy similares.

- 1. Tamaño del tubo lastrabarrena.** El detector de rayos gamma MWD es centrado y posicionado de 7, 8, o 9 pulgadas del tubo lastrabarrena. Las correcciones en la mayoría se hacen para compensar el espesor de acero donde se aloja el detector. En la figura I-12 se hace todas las normalizaciones de los tamaños de los tubos lastra barrenas para 8 pulgadas.
- 2. Diámetro del agujero.** El tubo lastrabarrena MWD es centrado normalizado en el agujero que significa un estabilizador de diámetro original. Ya que el tubo lastrabarrena es localizado cerca de la barrena, el diámetro de la barrena representa el diámetro del agujero. En la figura I-13 se representan las correcciones para varios diámetros de agujeros.

En la figura I-14 es el resultado después de hacer las correcciones del collar y del agujero, osea se hace la comparación de rayos gamma MWD con rayos gamma de registro de línea. La calibración del registro indica el agrandamiento del agujero con un factor mayor, adelante del registro de línea, sin embargo, este efecto no se vio en el MWD de rayos gamma, a la conclusión

que se llega es el agrandamiento del agujero que ocurre después de registrar las mediciones de MWD.

3. **Posición del detector en la herramienta.** Por conveniencia la herramienta MWD, es centrado en modo rotatorio en el agujero por la barrena, el estabilizador cerca de la barrena, y un estabilizador de diámetro original cerca del detector de rayos gamma.
4. **Densidad del lodo.** El peso del lodo que se usa durante la perforación depende de las condiciones locales del pozo y de la presión de poro de la formación. En la figura I-15 también se tiene que hacer ajustes para varias densidades de lodo. La corrección del fluido en el agujero se normaliza a 8.8 lb/gal.

En general, las correcciones de los tamaños de los tubos lastra barrenas, diámetro del agujero y la posición de la herramienta es enviada directamente cuando se usa la herramienta MWD. Sin embargo, los cambios de densidad del lodo son frecuentes durante la perforación y se tiene que monitorear para que proporcione las correcciones de densidad para los datos brutos de MWD.

2. Características de la formación.

En los sedimentos, las mediciones de rayos gamma reflejan principalmente el contenido de arcilla en la roca. De los 65 núcleos inestables, los más abundantes en las arcillas son potasio, uranio, y torio. Se supone que la intensidad de rayos gamma, como el detector de presión de poro, refleja la presencia de iones de potasio principalmente como una función de compactación. Desde las cantidades variantes de torio y uranio afectan la interpretación de respuesta de rayos gamma, el estudio de un espectroscopio de rayos gamma natural que registra las áreas locales donde será útil determinar las limitaciones de este.

Arcilla compactada.

En el registro de rayos gamma se observa un reflejo de los sedimentos de arcilla compactada. En las Costas del Golfo, uno de los mecanismos probables es debido a la arcilla rica en bentonita.

Para el pozo conocido el ciclo de la roca, se describe el desarrollo de formaciones sedimentarias, agua libre, arcillas y rico en potasio son transportadas y depositados en la cuenca de la Costa del Golfo. Cuando más sedimentos se depositan, se entierran, y se sujetan al calor y la presión de sobrecarga, es cuando ocurre la compactación. Debido a la carga geostática y la liberación de fluidos en el poro, el volumen del poro en las lutitas se reduce. El alejamiento de estos fluidos se facilita la presencia de arenas muy permeables con cruzamiento de lutitas.

Durante el entierro y la compactación, los iones de potasio que se atrajeron a las partículas de arcilla no son totalmente liberados. Por lo tanto, es una compactación continua, la disminución del volumen y la concentración de iones de potasio incrementa. Este aumento en la concentración de potasio reflejará una intensidad de rayos gamma superior con una profundidad creciente.

En la figura I-16, se muestra el registro de rayos gamma compuesto para la lutita compactada para la Costa del Golfo. La velocidad se incrementa rápidamente en la radioactividad (de 6 a 8 pies cps/1000) donde se ve durante los primeros 3000 pies, principalmente es debido a la fase temprana de la deshidratación del poro. Las profundidades de referencia son dependientes del área local, fuente, y la velocidad de entierro de los sedimentos. Debajo de 3000 pies, se observa también un aumento más lento. La intensidad de rayos gamma aumenta aproximadamente de 2 pies de cps/1000 y aumenta aun más a una baja velocidad debajo de 11000 a 12000 pies (1-1.5 pies cps/1000).

Cuando los valores compuestos de rayos gamma de la figura I-16 son comparados con las densidades promedio de la lutita de la Costa del Golfo, una correlación marcada se observa en la figura I-17. Algo similar pasa con la correlación marcada entre la intensidad de rayos gamma y el tiempo de transición de las ondas acústicas, también se observa. En la figura I-18 se compara estas 2 propiedades de la formación para las lutitas del mioceno compactadas y normalizadas.

Las relaciones observadas sugieren cuando se compactan los sedimentos, el aumento de la intensidad de rayos gamma responde al cambio de concentración de iones de potasio.

Presión del poro anormal.

Basado en las observaciones sobre la radiación de gamma natural sobre la lutita, que aumenta gradualmente con la profundidad reflejando su estado de compactación. Las desviaciones de las tendencias de compactación normal son a menudo indicativas por los cambios en el gradiente de presión de poro. Cuando interpretamos cualquier zona de presión anormal es importante evaluar la tendencia de compactación normal para esa área y para esa profundidad.

En la figura I-19 se ilustra 2 perfiles de rayos gamma para la lutita compacta normalizada para los campos de Louisiana y Texas. Los dos registros, trazados desde su profundidad vertical verdadera, indican perfiles muy similares al gradiente normal. Sin embargo, si la compactación normal es interrumpida por la restricción del aislamiento de agua en la arcilla, con el entierro adicional, la presión de sobrecarga se distribuye a los fluidos entrampados por la arcilla, mientras que provoca la presión anormal de poro.

Esta falta de compactación producirá la disminución del contenido de potasio cuando se compara con las lutitas normalmente compactadas. Por consiguiente, la correlación entre las presiones anormales del poro y las mediciones de rayos gama son de esperarse. Esto se ilustrará en varios ejemplos que siguen.

Evaluación de la presión de manera cuantitativa.

Después de que la línea de tendencia se establece para la compactación normal y extrapolando a la región de presión anormal, la interpretación de la presión de poro de la formación puede relacionarse entonces con la relación normal (extrapolado) de RG y los valores de RG corregidos. (GR_N / GR_C)

En la figura I-20 se muestra el gradiente de presión contra la presión de RG MWD. La relación de estos valores para RG determina los datos empíricamente para la Costa del Golfo. Una vez que esta relación es conocida, la comparación es más simple ya que proporciona el valor de la presión de poro correspondiente.

Describiremos 2 casos.

Caso 1

En la figura I-21 se muestra un perfil de la profundidad vertical verdadera (TVD) para un pozo marino de Luisiana. Se usó un tubo lastrabarrena de 8 pulgadas de MWD para perforar un agujero desviado de 12.25 pulgadas a 60 grados. El MWD observó una densidad de lodo de 8.8 lb/gal equivalente normalizado de RG. Esto se muestra por la línea interrumpida. Ninguna corrección fue necesaria para el tamaño del collar o el diámetro del agujero. Observando ambos se corrigieron los datos y se trazaron.

Aproximadamente a 7000 pies, se observa una desviación de la tendencia normal. El intervalo de presión anormal principal ocurre a 8000 pies donde rayos gamma parte significativamente del gradiente normal extrapolado. A 9000 pies, la relación de rayos gamma corregida a la pendiente normal es 1.33. Usando a figura I-20, la presión de poro indica aparentemente 11.5 lb/gal el peso del lodo. El trazo observado por la resistividad de MWD en las lutitas también da un perfil de presión similar.

Caso 2

Para la figura I-22 el perfil de rayos gamma para un agujero altamente desviado, de 70 a 90 grados de inclinación. Usando un tubo lastrabarrena de 8 pulgadas con una barrena de 12.25 pulgadas. La formación a perforar es de Pleistoceno / Plioceno, una piedra suave plástica. Las mediciones de los rayos gamma fueron seleccionadas cada 100 pies a lo que mejor represente el perfil de lutitas. Los valores observados se corrigieron para la densidad del lodo como se indica por la línea interrumpida.

El análisis RG MWD indica un aumento de presión menor entre 2200 a 2800 pies y entonces es cuando la presión decae. A 3600 pies, indica la presión máxima de 11.9 lb/gal. Cerca de los 4000 pies, la relación de RG disminuye, y a 4500 pies indica la presión de poro de 9.5 lb/gal.

La regresión de la presión de poro es probablemente debida a la presencia de arenas muy permeables que permiten liberar el fluido atrapado en las lutitas. La resistividad de MWD también indica el mismo tipo de perfil de presión. Las regresiones de presión son comunes acercándose a las arenas muy permeables, y la presión anormal puede esperarse en la ausencia de estas arenas permeables.

Limitaciones y aplicaciones.

1. La intensidad de rayos gamma de MWD son mediciones estándar que necesitan ser corregidos por el tamaño del lastrabarrena, tamaño del agujero, y peso de lodo.
2. Las mediciones de rayos gamma son sensibles a la fluctuación de radioactividad natural de la formación que causa la variación de la interpretación.
3. Los niveles altos de radioactividad de torio y / o uranio pueden afectar la interpretación de la presión de poro.
4. La técnica de interpretación requiere la evaluación apropiada de la tendencia de compactación normal que está sujeto al error humano.

Conclusiones.

Podemos decir que para la Costa del Golfo se depositan en un ambiente normal, la intensidad de RG natural en las lutitas se observa el incremento con la profundidad, esto se refleja por la compactación de la lutita. Durante el proceso de compactación, la concentración de iones de potasio por unidad de volumen se incrementa al reflejarse en las arcillas deshidratadas.

Si se trazan las mediciones de rayos gamma en las lutitas y la línea de compactación normal se deriva, de la desviación de la tendencia de la intensidad de rayos gamma normal que puede interpretarse como un cambio en la presión de poro.

La herramienta de MWD se puede usar en agujeros descubiertos con registro de línea y también para agujeros revestidos. El uso de RG junto con otros parámetros de perforación y las características de la formación proporcionan al pozo información adicional para una detección de la presión durante las operaciones de perforación en tiempo real.

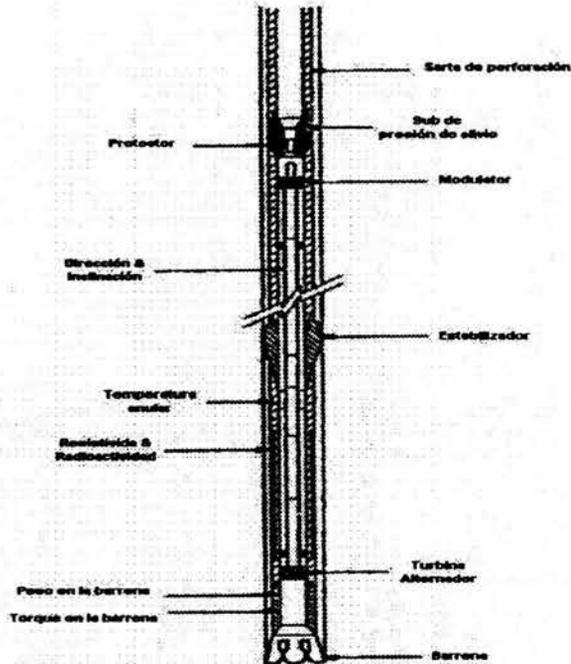


Figura I-9. Esquema general de la herramienta MWD.

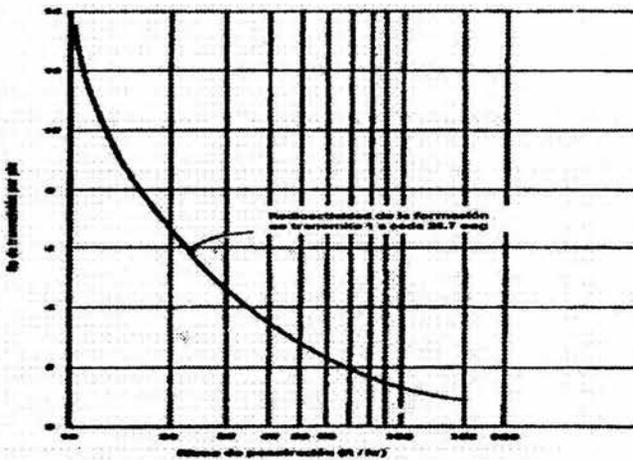


Figura I-10. Taza de transmisión para la herramienta de MWD.

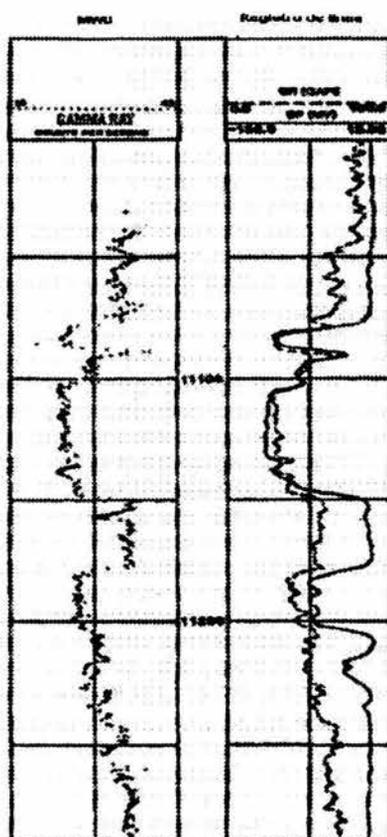


Figura I-11. La comparación de rayos gamma por el registro de línea y el MWD.

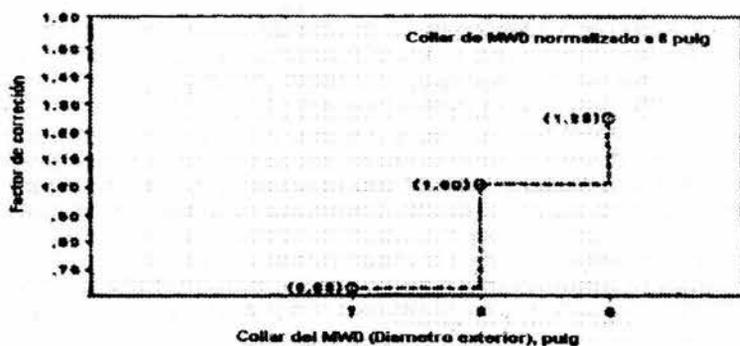


Figura I-12. La corrección de los tamaños del collar para rayos gamma de MWD.

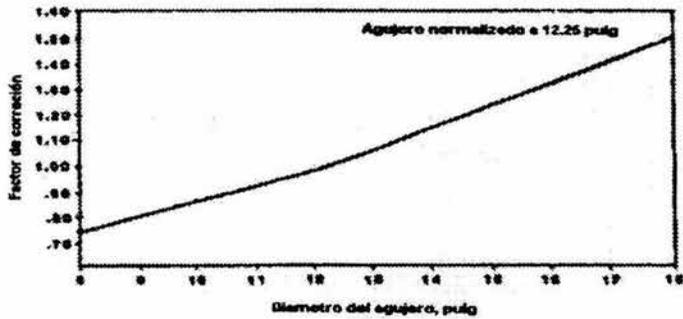


Figura I-13. La corrección de los diámetros del agujero para rayos gamma de MWD

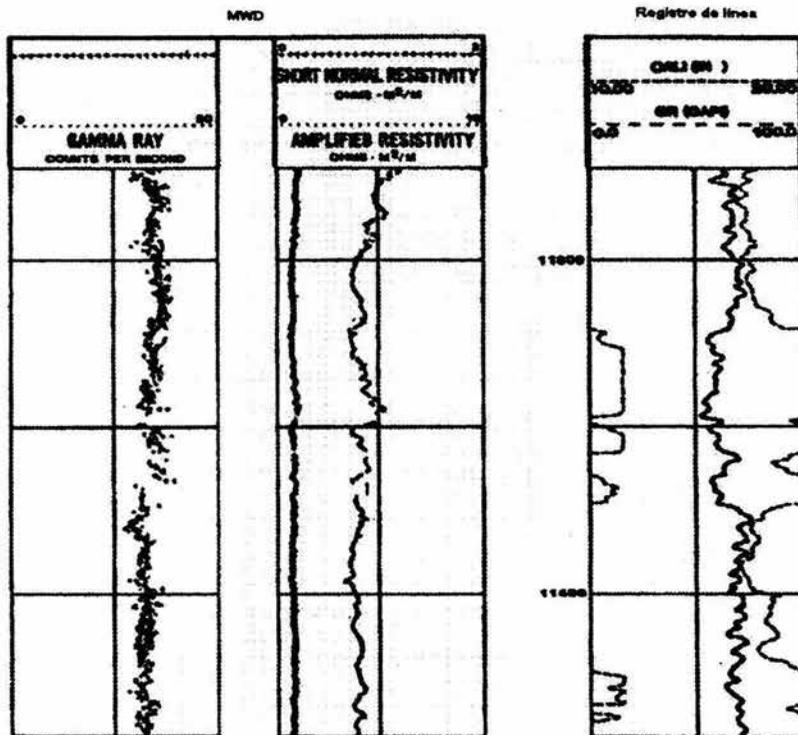


Figura I-14. La comparación de los registros de línea con el registro MWD de rayos gamma.

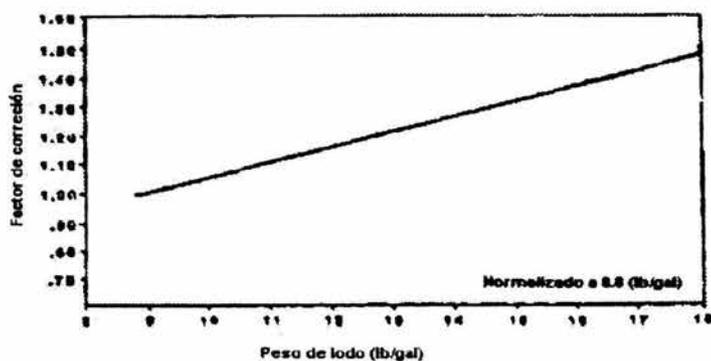


Figura I-15. Corrección para la densidad del lodo en rayos gamma de MWD.

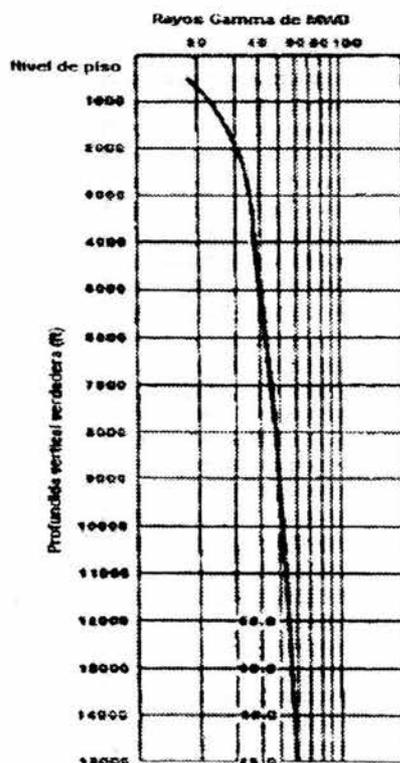


Figura I-16. La composición del perfil de rayos gamma para las lutitas compactas en la Costa del Golfo.

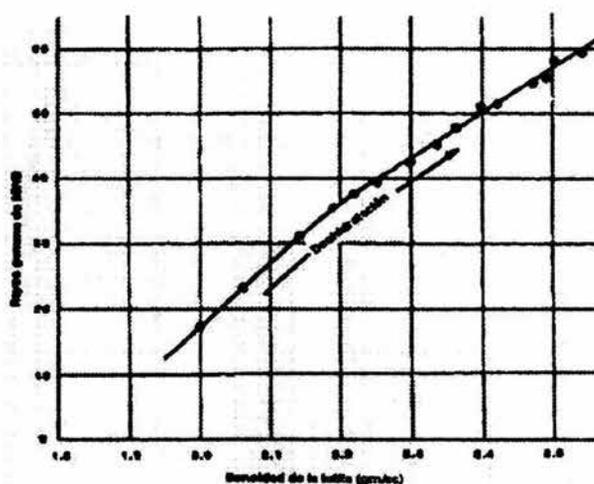


Figura I-17. Comparación de rayos gamma MWD y el promedio de la densidad de las lutitas para las lutitas compactadas en las Costas del Golfo.

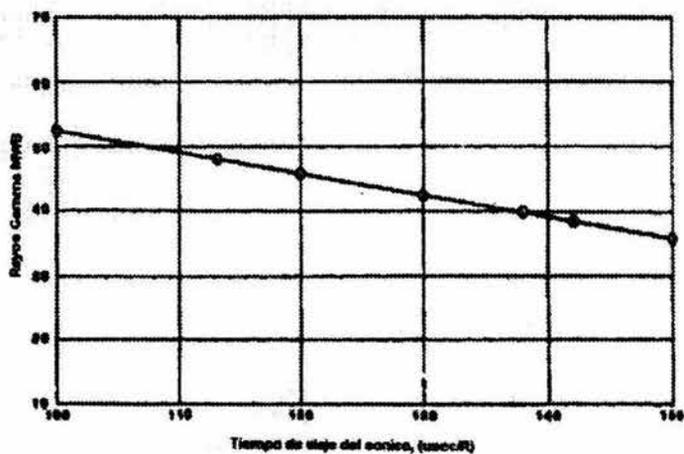


Figura I-18. Comparación de las lutitas compactadas del mioceno entre rayos gamma de MWD y el tiempo de viaje del sonido.

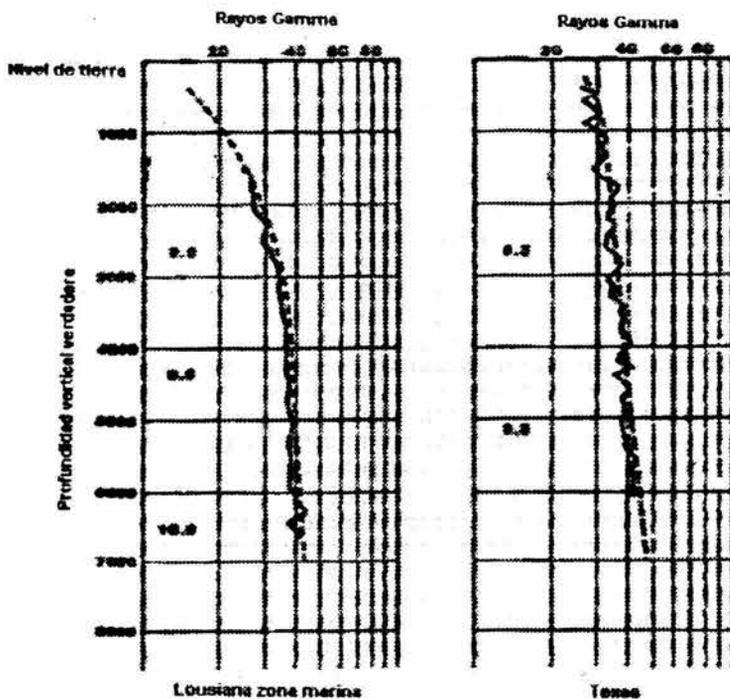


Figura I-19. Perfil de las lutitas compactadas normalizadas por rayos gamma.

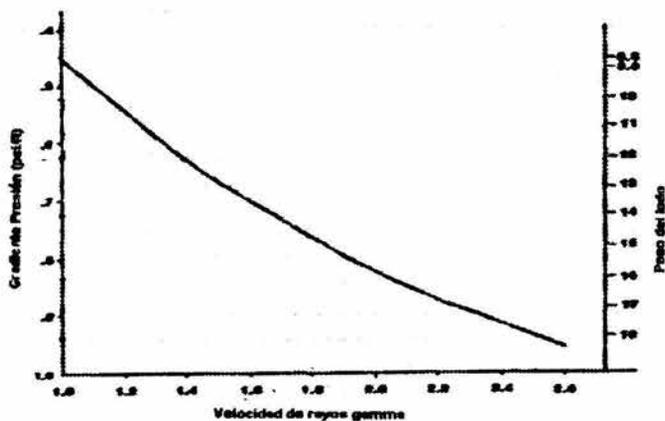


Figura I-20. Relación de presión para las lutitas de la Costa del Golfo por rayos gamma de MWD.

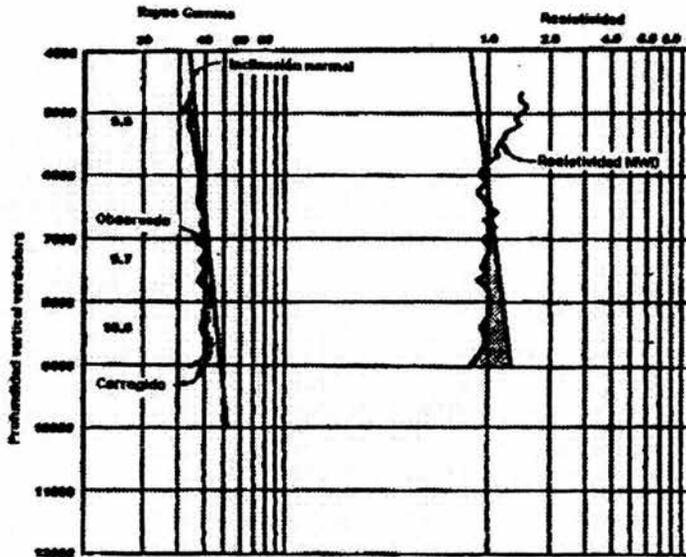


Figura I-21. El perfil en las lutitas que indica el aumento gradual de la presión del poro por rayos gamma de MWD.

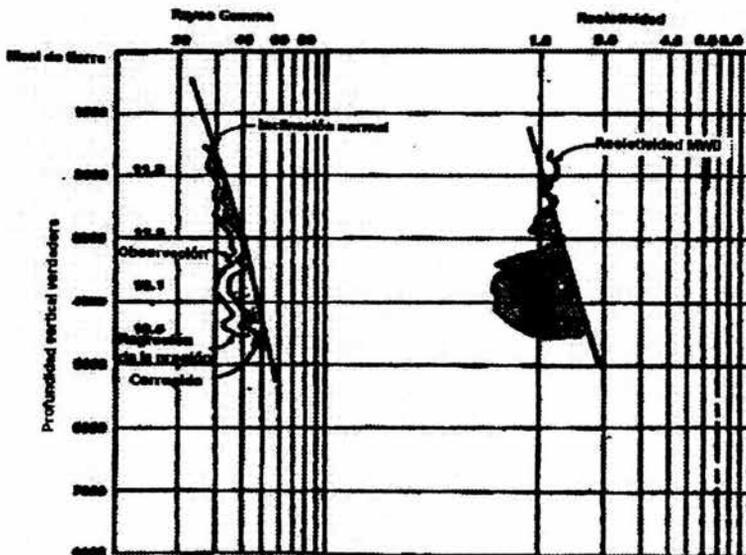


Figura I-22. El perfil en las lutitas que indica la regresión de la presión por rayos gamma de MWD.

CAPITULO II

PROCESO DE MEDICION DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)

II.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se dijo en el capítulo anterior, la herramienta MWD toma y registra información de la trayectoria del pozo y puede registrar adicionalmente otros parámetros. Se registran mediciones desde el fondo del pozo con un dispositivo electromecánico situado en las conexiones de fondo (BHA). Normalmente, la información continua es enviada hacia la superficie mientras se perfora.

Los mecanismos para transmitir los datos son por medio de telemetría que tienen la dificultad de cubrir volúmenes grandes de datos desde el fondo del pozo. La información es guardada en la memoria de la herramienta y luego se puede recuperar cuando la herramienta retornen hacia la superficie.

Todos los sistemas MWD tienen tres subcomponentes típicos con configuraciones diferente como son: sistema de potencia, sensor direccional, y un sistema de telemetría. A continuación describiremos la herramienta y posteriormente se describirán los 3 subcomponentes que la forman.

II.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA

Este sistema está diseñado para perforar pozos rectos y direccionales con barrenas tricónicas o policristalinas (PDC). Si se emplean motores de fondo para cada etapa o intervalo del agujero, el sistema de navegación proporcionará mayor caballaje y torque a la barrena, lo que incrementa los ritmos de penetración. En este sistema se tienen menos correcciones en el curso, se perforan pozos más uniformes y por lo tanto con menos problemas.

El sistema de navegación o de medición mientras se perfora (MWD) está constituidos por la barrena, motor de fondo direccionable y la herramienta de medición mientras se perfora (MWD), figura II-1.

La clave del sistema, es el aparejo de perforación entre la barrena y el motor que desfasa ligeramente el eje de la barrena con respecto a el eje de la sarta de perforación.

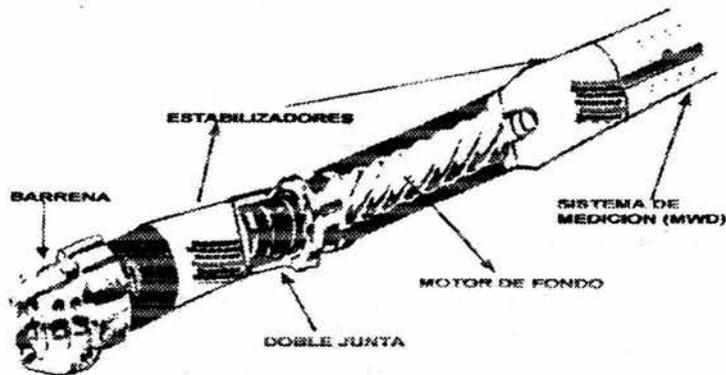


Figura II-1. El sistema de navegación esta constituido por la barrena, el motor de fondo direccional y la herramienta de medición mientras se perfora (MWD).

El aparejo de navegación es una doble junta, la primera junta tiene una dirección y la segunda es opuesta a la primera, las cuales se inclinan ligeramente el eje de la barrena. Dependiendo del motor y del ritmo de construcción deseado, el ángulo total de la barrena varía de 0.13 a 8 grados.

El diseño del sistema permite ser orientado al inicio de la desviación y llevar a cabo correcciones mientras se perfora. También permite perforar intervalos de agujeros rectos rotando la sarta mientras el motor continúa funcionando. Sin la necesidad de efectuar viajes adicionales.

Debido a que el sistema de navegación puede estar más tiempo en el fondo que un aparejo convencional, las barrenas deben ser seleccionadas para funcionar a través de los diferentes intervalos que se tengan que atravesar. También la barrena debe ser capaz de perforar tanto en agujeros rectos como en intervalos desviados.

El siguiente componente son estabilizadores integrales, los cuales son calibrados y se encuentran en la manga del motor, directamente arriba de la barrena y otro que se encuentra arriba del motor.

Estos estabilizadores tienen tres funciones:

1. La primera sirve como puntos de tangencia que define la curvatura constante a lo largo de la cual el aparejo perforado de un modo orientado. El ritmo de construcción de ángulo puede ser controlado por la variación en la colocación del estabilizador superior.
2. La segunda, el estabilizador cerca de la barrena reduce las vibraciones y deflexiones en la barrena.

3. La tercera, los estabilizadores agregan rigidez al aparejo, así este puede mantener su inclinación y dirección si se perfora un intervalo de agujero recto.

El siguiente componente del sistema, es un **motor de desplazamiento positivo (PDM)** por sus siglas en inglés, el cual se selecciona dependiendo de la capacidad hidráulica del equipo, tipo de barrena y de las características de la formación. Generalmente el **PDM** con baja velocidad y alto torque opera con barrenas triconicas o con barrenas con cortadores gigantes. Los motores de velocidad media y torque medio trabajan con barrenas pequeñas de diámetro estándar.

El control de la dirección se lleva a cabo con la herramienta MWD, la cual se coloca arriba del motor direccionable proporcionando mediciones oportunas de la dirección durante las operaciones de perforación: esto permite corregir la trayectoria rápidamente y ayuda a perforar el pozo conforme la dirección planeada.

Este sistema de navegación reduce el tiempo de perforación en un 30 y 40% comparado con los métodos de perforación convencional aunado con la experiencia que se tenga en el área.

Después de lo anterior ahora vamos a describir el sistema de medición mientras se perfora MWD que es lo que más nos interesa, tener mediciones de ángulo y rumbo que registra la herramienta para llegar al objetivo previamente diseñado.

El sistema direccional de medición puede emplearse con la perforación convencional o con motores de fondo como componente integral de la sarta en el sistema de navegación. Este sistema mide la trayectoria y registra la dirección de la cara de la herramienta mientras se perfora. Se puede emplear sin problemas en casi todos los lodos de perforación (con aditivos y agentes de pérdidas de circulación) y, además, con herramienta de 2 pulgadas de diámetro inferior.

Este sistema se encuentra disponible en diámetro de 6 ¾, 7 ¾, 8, 9 y 9 ½ de diámetro exterior para igualar las necesidades de la sarta. El sistema consta de dos componentes básicos: un lastrarbarrena antimagnético de 18 pies en el que se albergan los sensores, el emisor de pulsos y un conjunto de baterías figura II-2.

Los lastrarbarrenas reducen los impactos y vibraciones causados por las sargas, con la ventaja de que pueden ser separados o reemplazados individualmente sin la necesidad de desarmar toda la herramienta. el sensor esta constituido por un acelerómetro y un magnetómetro triaxiales para obtener,

medidas exactas de la inclinación, dirección del agujero y orientación de la cara de la herramienta, así como la temperatura del fondo del agujero.

Esta herramienta, transmite la información desde el fondo del agujero a la superficie por medio de pulsos negativos o positivos. La transmisión de impulsos se lleva a cabo por la acción de una válvula que trabaja con la presión diferencial que se requiere para que opere el sistema (750-1000 psi).

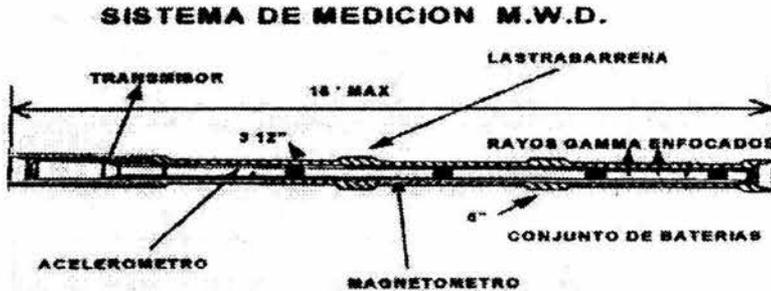


Figura II-2. El sistema consta de 2 componentes básicos: un lastrabarrena antimagnético de 18 pies en que se albergan los sensores, el emisor de pulsos y un conjunto de baterías.

Cuando la válvula se abre permite el paso del fluido de la herramienta al espacio anular, creando una pequeña caída de presión (pulsos negativos) en la superficie, estos pulsos son detectados y codificados.

El sistema es activado por un conjunto de baterías las cuales tienen una duración de aproximadamente 100 hrs.

La segunda unidad, es una registradora superficial de las señales.

En la superficie, la secuencia de mediciones inicia operando un detector de presión para registrarla, la cual se instala en el tubo de alimentación (Stand pipe) a la línea de flujo o las presas. La secuencia de los pulsos determina el modo de operación de los instrumentos del motor de fondo e inicio de las mediciones.

Las señales de los impulsos del motor de fondo son recibidas en la superficie por un traductor (sensor) de presión, el cual transmite la correspondiente señal eléctrica de la dirección e inclinación del agujero y de la cara de la herramienta a la unidad lectora localizada en la superficie.

A esta herramienta se pueden agregar sondas de rayos gamma y otras dependiendo de las necesidades que se tengan en el pozo.

Esta herramienta de medición MWD es recuperable con equipo de línea con la cual se puede ahorrar tiempo, tiene grandes aplicaciones y beneficios dentro de los cuales se encuentran:

- La herramienta es completamente recuperable lo cual disminuye los riesgos de pérdida en el pozo.
- La herramienta tiene un solo tamaño que opera en todos los diámetros de lastrabarrena, para mantener la flexibilidad y simplicidad de un uso.
- La herramienta tiene un bajo peso lo cual permite un fácil transporte.
- Se elimina la adición de instrumentos en la sarta.

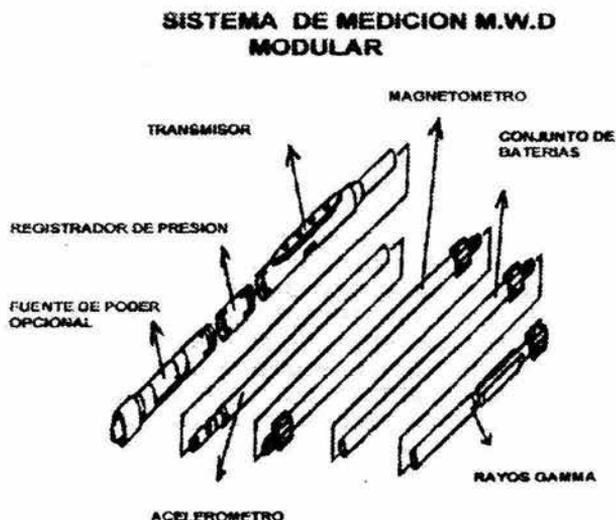


Figura II-3. Aquí se observa las partes que integran la herramienta de medición recuperable con equipo de línea.

Esta herramienta se emplea principalmente para llevar a cabo mediciones cortas con la necesidad de efectuar viajes adicionales para instalar el MWD.

Existen tres métodos de instalación de la herramienta dentro de la sarta que son:

- Colocación en la superficie en el interior de la sarta.
- Con equipo de línea.
- Caída libre a través de la sarta desde la superficie hasta un lastrabarrena antimagnético que se coloca previamente arriba del aparejo de perforación.

Otras de las ventajas que se tiene con esta herramienta es que no requiere ser centrada en el lastrabarrena, además se puede dividir en cuatro partes, que la hacen más práctica y es ubicada en un plato receptor previamente colocado abajo del lastrabarrena antimagnético. Además tiene una temperatura límite de operación de 257 F(125 C). La figura II-3 y la tabla II-1 dan las características de esta herramienta.

Diámetro interior de la herramienta	2 (pulg.) máximo
Tamaño de los lastrabarrenas	3 4/3 - 9 1/2
Diámetro interior de los lastrabarrenas	2 1/4 mínimo
Longitud	23 pies mínimo
Peso	80 – 90 kg
Fuente de poder	Batería (150 hr.)
Gasto	100 – 600 gpm
Temperatura	125 °C
Tipo de lodo	Salmuera, base agua o base aceite
Presión máxima	20,000 psi
Peso sobre la barrena	No restringido
Rotatoria	No restringido
Sensor	Acelerómetro triaxial
	Magnetómetro triaxial
Rango del sensor	
Azimut	0° a 360°
Inclinación	0° a 180°

Tabla II-1. Se presentan las características de la herramienta recuperable de medición.

II.3 SISTEMA DE POTENCIA.

II.3.1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la perforación de pozos direccionales u horizontales de manera segura, eficiente y económica requieren experiencia y tecnología avanzada. El motor está diseñado para funcionar de manera confiable bajo una amplia gama de condiciones del fondo del agujero del pozo. La participación constante en operaciones en el campo para desarrollar el Motor ha llevado a una constante mejora y perfeccionamiento de los diseños del motor, para poder adaptarlo a situaciones específicas.

El motor que es el sistema de potencia que permite la perforación direccional de gran calidad a la vez que reduce el desgaste del tubo de perforación, el lastrarbarrena y la tubería de revestimiento y minimiza otros problemas derivados de ellos.

El motor es un complemento natural para los sistemas innovadores de MWD, como los sistemas de alta precisión de registro de desviación, los sistemas confiables de registro de datos en la superficie, los programas de perforación avanzada y el apoyo para ingenieros de perforación.

Los motores de fondo tienen estabilización incorporada y la sección deflectora (bent housing) que permite perforar en rotación secciones verticales, tangenciales y horizontales del pozo así como perforación con orientación en puntos de desviación o en correcciones de trayectoria del agujero. El motor esta formado por tres componentes principales:

- ❖ Sección de potencia y transmisión.
- ❖ Camisa de deflexión ajustable en la superficie.
- ❖ Paquete de baleros y camisa estabilizadora intercambiable en superficie.

Sección de potencia y transmisión.

La sección de potencia de la herramienta convierte la energía hidráulica entregada al motor por el fluido de perforación a energía mecánica. La sección de potencia consiste en dos componentes: el rotor y el estator. El estator esta fijo en relación con la tubería.

El estator esta hecho de una goma moldeada (elastómetro), y el rotor está moldeado en acero con perfiles de lóbulos que asemejan los del estator en una forma helicoidal. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se crea un pasaje para el fluido debido a que el rotor tiene un lóbulo menos que el estator.

El fluido es forzado a través de las cavidades helicoidales que existen entre el estator y rotor, lo cual resulta la rotación de este último. La sección de

transmisión transmite la velocidad y el torque producido por el rotor y estator hacia la barrena. La perforación direccional ofrece diferentes configuraciones de rotor y estator, cada una diseñada para producir diferentes características de potencia.

Generalmente, a mayor número de lóbulos en el rotor y estator, menor velocidad y mayor torque producido por el motor.

Los motores:

- Permite la perforación rotaria de secciones verticales, tangenciales o horizontales.
- Realizan perforación con orientación para puntos de desviación (kickoffs) y/o correcciones de la trayectoria del pozo.
- Tienen una camisa de deflexión ajustable en la superficie para mayor variedad debido a cambios de orientación requeridos.
- Tienen una camisa estabilizadora intercambiable en superficie.

Camisa de deflexión ajustable en superficie.

Una camisa deflectora en un motor de fondo permite aplicar una fuerza lateral en la barrena para permitir que el pozo sea orientado hacia una dirección deseada. El motor de navegación tiene la capacidad de ser ajustado en superficie para causar la curvatura deseada. Esta curvatura puede seleccionarse desde una posición hasta 12 posiciones entre 0 y 3, o entre 0 y 2 grados.

Sección de paquete de baleros y camisa estabilizadora intercambiable en superficie.

El paquete de baleros soporta rígidamente al eje conductor (o eje principal) del motor dentro del housing exterior. Los baleros proveen soporte radial al eje principal. Además, los baleros deben ser capaces de aguantar la fuerza aplicada a la barrena.

Una camisa estabilizadora define las características direccionales de la sarta cuando esta se rota y sé esta perforando. El motor navegable tiene un estabilizador intercambiable de tipo camisa incluido en la parte inferior del cuerpo que tiene los baleros. Los motores tienen una vida útil promedio de 4 años o 3650 hrs. de rotación anuales. Los motores han sido diseñados para trabajar en temperaturas de hasta 150 grados centígrados.

II.3.2 Principio de operación

Los motores funcionan de acuerdo al principio contrario al principio de la bomba Moineau. El líquido circulante bajo presión se bombea hacia una cavidad

axial progresiva que se forma entre un rotor metálico de lóbulos helicoides y láminas fijas elastoméricas de lóbulos helicoides. Figura II-4.

La fuerza del líquido circulante bajo presión bombeado hacia la cavidad entre el rotor y las láminas fijas hace que el rotor gire dentro de las láminas fijas. La acción del rotor y las láminas fijas convierte la energía hidráulica del líquido circulante en energía mecánica (rotación) que se transfiere a la barrena.

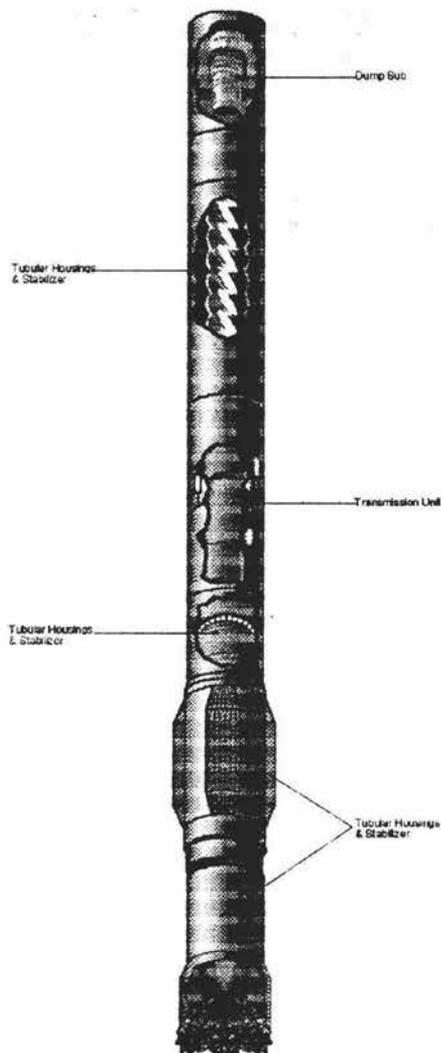


Figura II-4. Se muestra esquemáticamente el motor

La modificación del número de lóbulos y la geometría en la etapa de diseño permite variar las características para acomodarse a diferentes ambientes de perforación. Figura II-5.

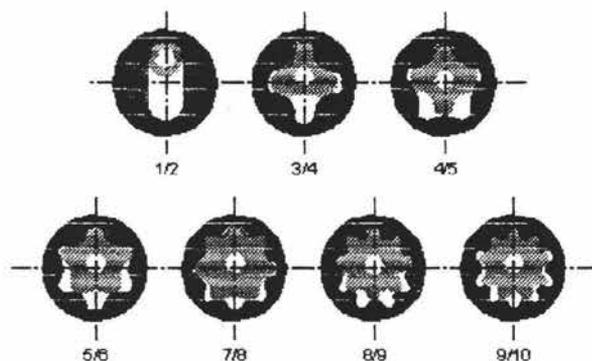


Figura II-5. Configuración de Rotor / Estator

Los motores están disponibles en varios diámetros con varios rangos de características operacionales. Tabla II-2.

Dump Sub (Sustituto de descarga)

La geometría de la unidad de poder rotor/stator previene el flujo de fluidos entre la sarta y el anular durante las operaciones de viaje. Un dump sub puede ser incorporado arriba de la unidad de poder en el ensamblaje del motor para permitir que la tubería se llene cuando se está bajando y se vacíe cuando se está sacando. El **dump** sub permite también velocidades de perforación bajas cuando son requeridas.

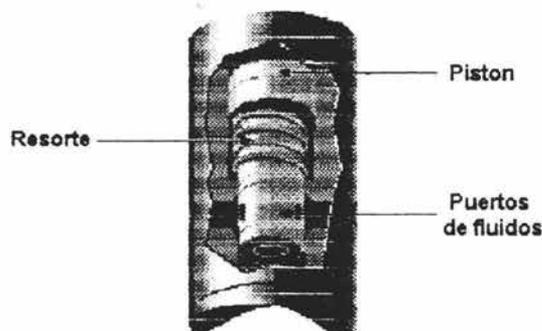


Figura II-6. Dump Sub

Tabla II-2. Especificaciones de los motores

Diámetro interior (Pulg)	Tamaño del agujero (Pulg)	Velocidad de flujo (gpm)	Velocidad de barrena (rpm)	Torque máximo ft-lb	Presión diferencial psi	Rev/Gal	Configuración de lobos
1-3/4	1-7/8 to 2-3/4	10-20	620-1240	25	575	62.00	1/2
1-3/4	1-7/8 to 2-3/4	10-20	310-620	25	285	31.00	1/2
2-3/8	2-7/8 to 3-1/2	20-50	550-1375	85	875	27.50	1/2
2-3/8	2-7/8 to 3-1/2	20-50	274-685	85	440	13.70	1/2
2-3/8	2-7/8 to 3-1/2	20-50	160-400	115	380	8.00	5/6
2-7/8	3-1/8 to 4-1/8	20-70	300-1050	153	835	15.00	1/2
2-7/8	3-1/8 to 4-1/8	20-70	225-787	153	650	11.20	1/2
2-7/8	3-1/8 to 4-1/8	20-80	120-480	203	500	6.00	5/6
3-3/8	3-7/8 to 4-3/4	30-100	195-650	280	685	6.50	1/2
3-3/8	3-7/8 to 4-3/4	30-110	98-360	553	725	3.25	4/5
3-3/8	3-7/8 to 4-3/4	30-110	48-176	683	480	1.60	7/8
3-5/8	4-0 to 5-7/8	80-140	242-565	362	550	4.03	1/2
3-5/8	4-0 to 5-7/8	80-160	128-256	768	770	1.60	4/5
3-5/8	4-0 to 5-7/8	80-160	68-136	965	375	0.85	7/8
4-3/4	5-7/8 to 7-7/8	100-200	225-450	440	380	2.25	1/2
4-3/4	5-7/8 to 7-7/8	100-250	320-800	454	380	3.20	1/2
4-3/4	5-7/8 to 7-7/8	100-250	105-262	1192	500	1.05	4/5
4-3/4	5-7/8 to 7-7/8	100-250	56-140	1445	360	0.56	7/8
6-1/4	7-7/8 to 9-7/8	175-350	230-460	1005	500	1.31	1/2
6-1/4	7-7/8 to 9-7/8	150-400	100-266	2328	625	0.66	4/5
6-1/4	7-7/8 to 9-7/8	150-400	51-136	3025	460	0.34	7/8
6-1/4	7-7/8 to 9-7/8	170-400	53-124	3400	500	0.31	8/9
6-1/2	7-7/8 to 9-7/8	200-500	200-500	1362	500	1.00	1/2
6-1/2	7-7/8 to 9-7/8	300-600	150-300	3360	700	0.50	4/5
6-1/2	7-7/8 to 9-7/8	225-500	59-131	3900	375	0.26	8/9
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	200-500	200-500	1018	375	1.00	1/2
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	200-500	200-500	1362	375	1.00	1/2
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	300-600	150-300	3360	700	0.50	4/5
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	300-600	86-172	3830	500	0.29	7/8
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	225-500	59-131	2575	250	0.26	8/9
6-3/4	7-7/8 to 9-7/8	225-500	59-131	3900	375	0.26	8/9
8	9-1/4 to 12-1/4	300-600	210-420	1405	375	0.70	1/2
8	9-1/4 to 12-1/4	300-600	210-420	1837	500	0.70	1/2
8	9-1/4 to 12-1/4	300-900	75-225	5058	520	0.25	4/5
8	9-1/4 to 12-1/4	300-900	48-144	6894	490	0.16	7/8
8	9-1/4 to 12-1/4	280-700	58-146	6000	550	0.21	8/9
8	9-1/4 to 12-1/4	200-600	48-143	4050	375	0.24	9/10
9-5/8	12-1/4 to 17-1/2	500-1200	245-589	3285	620	0.49	1/2
9-5/8	12-1/4 to 17-1/2	500-1200	200-480	3250	500	0.40	1/2
9-5/8	12-1/4 to 17-1/2	600-1200	133-266	6988	620	0.22	3/4
9-5/8	12-1/4 to 17-1/2	600-1200	67-134	9533	450	0.11	5/6
11-1/4	17-1/2 to 26	800-2000	91-228	10000	530	0.11	3/4

Tabla II-3. Especificaciones de los motores (continuación)

Diámetro inferior (pulg)	Elapa (s)	HP 100%	Conexión superior	Conexión inferior	Peso con el Housing fijo (lb)	Longitud con Housing fijo (ft)	Peso con Housing ajustable (lb)	Longitud con Housing ajustable (ft)
1-3/4	4.6	5.9	A W Rod	A W Rod	42	11.24	45	12.32
1-3/4	2.3	3.0	A W Rod	A W Rod	42	11.24	45	12.32
2-3/8	7.0	22.25	B W Rod	B W Rod	127	14.90	136	15.96
2-3/8	3.5	11.1	B W Rod	B W Rod	127	14.90	136	15.96
2-3/8	2.5	8.8	B W Rod	B W Rod	86	10.02	89	11.08
2-7/8	7.0	30.6	N W Rod	N W Rod	165	16.80	170	17.00
2-7/8	5.2	22.9	N W Rod	N W Rod	165	16.80	170	17.00
2-7/8	3.3	18.6	N W Rod	N W Rod	125	11.58	128	11.83
3-3/8	5.5	34.6	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	407	22.95	416	23.78
3-3/8	5.0	37.9	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	358	17.70	375	18.53
3-3/8	3.0	22.9	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	367	17.70	384	18.53
3-5/8	4.4	38.9	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	548	22.86	560	23.69
3-5/8	3.5	37.4	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	458	19.11	475	19.94
3-5/8	2.3	25.0	2-7/8 Reg.	2-7/8 Reg.	475	19.11	482	19.94
4-3/4	3.0	37.7	3-1/2 Reg.	3-1/2 Reg.	720	21.79	800	23.63
4-3/4	4.0	69.10	3-1/2 Reg.	3-1/2 Reg.	720	21.79	800	23.63
4-3/4	3.5	59.5	3-1/2 Reg.	3-1/2 Reg.	740	19.54	825	21.38
4-3/4	2.2	38.5	3-1/2 Reg.	3-1/2 Reg.	740	19.54	825	21.38
6-1/4	4.0	88.0	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1390	25.05	1460	26.53
6-1/4	4.3	118.0	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1220	21.95	1290	23.43
6-1/4	2.8	78.3	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1232	21.95	1312	23.43
6-1/4	4.0	80.3	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1300	23.05	1370	24.53
6-1/2	4.0	129.7	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1530	28.71	1600	30.19
6-1/2	4.8	192.0	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1445	25.62	1520	27.10
6-1/2	3.0	97.3	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1490	23.62	1560	25.10
6-3/4	3.0	96.9	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1475	23.30	1551	24.76
6-3/4	4.0	129.7	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1690	26.63	1765	28.09
6-3/4	4.8	192.0	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1670	24.63	1750	26.09
6-3/4	3.0	125.4	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1550	22.63	1632	24.09
6-3/4	2.0	64.2	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1330	19.56	1412	21.02
6-3/4	3.0	97.3	4-1/2 Reg.	4-1/2 Reg.	1550	22.63	1635	24.09
8	3.0	112.4	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2468	23.95	2605	25.67
8	4.0	146.9	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2810	27.33	2946	29.05
8	3.6	216.7	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2560	26.25	2695	27.97
8	3.0	189.0	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2560	26.25	2695	27.97
8	4.0	166.8	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2820	27.08	2962	28.80
8	3.0	110.0	6-5/8 Reg.	6-5/8 Reg.	2400	22.91	2550	24.63
9-5/8	5.0	368.0	7-5/8 Reg.	7-5/8 Reg.	4500	33.69	4602	34.31
9-5/8	4.0	296.9	7-5/8 Reg.	7-5/8 Reg.	4500	33.69	4602	34.31
9-5/8	4.5	353.9	7-5/8 Reg.	7-5/8 Reg.	4670	30.78	4785	31.39
9-5/8	3.0	243.2	7-5/8 Reg.	7-5/8 Reg.	4800	30.78	4920	31.39
11-1/4	4.0	434.0	7-5/8 or 8-5/8 Reg.	7-5/8 or 8-5/8 Reg.	4800	32.01	4920	32.32

El Dump sub contiene una válvula diseñada para permitir o no el flujo entre la sarta y el anular. Los motores se pueden correr sin el dump sub si el contenido de sólidos del fluido de perforación es alto o en aplicaciones de perforación con aire.

La válvula permanece abierta hasta que la presión del fluido de perforación aumenta sobre el pistón causando el efecto de cierre. Todo el fluido pasa a través de la unidad de poder. Cuando la circulación se suspende el resorte regresa el pistón a su posición original y abre las puertas hacia el anular. En estas fuertes se encuentran filtros que evitan que la válvula se tapone con elementos sólidos del fluido de perforación.

La velocidad de flujo requerida para cerrar la válvula es menor que la mínima especificada para trabajar el motor.

Dump Subs. están disponibles para todos los tamaños de motores. El dump sub presenta las especificaciones API y conexiones comunes en la industria de perforación, permitiendo ser removido o instalado en cualquier momento. Un bent sub puede ser posicionado entre el dump sub y la unidad de poder incrementando el efecto de inclinación de la barrena.

II.3.3 Unidad de potencia (Rotor/Stator)

La potencia generada por el motor se deriva del principio de Moineau. El diseño rotor/stator convierte la energía hidráulica del fluido en energía mecánica del sistema de rotación. Figura II-7.

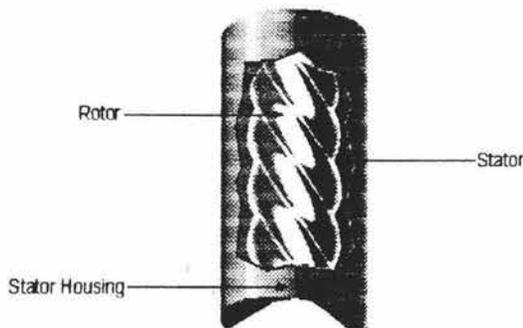


Figura II-7. Unidad de poder.

Una característica de esta unidad de potencia es que puede trabajar con diferentes tipos de fluido de perforación tales como: lodos base aceite, lodos base agua, aire y espuma produciendo los efectos deseados para un óptimo desempeño de perforación. El rotor y el stator están diseñados en base, a

lóbulos, teniendo el rotor una menos que el stator. Las unidades de potencia pueden ser categorizadas de acuerdo al número de lóbulos.

La diferencia entre el número de lóbulos entre el rotor y el stator resulta en una formación excéntrica entre el eje de rotación del rotor y el eje de rotación del stator.

Este diseño permite el sello de ciertos intervalos originando, la formación de cámaras de fluido axial las cuales son llenadas por el fluido circulante. La geometría de los lóbulos minimiza la presión de contacto, la fricción, abrasión y vibración entre el stator y el rotor reduciendo el desgaste de sus partes.

II.3.4 Unidad de transmisión.

La energía hidráulica del fluido circulante es convertida a energía mecánica debido a la rotación del rotor. La unidad de transmisión elimina todo movimiento excéntrico del rotor y sus efectos sobre el bent housing ajustable o fijo durante la transmisión de torque. Esta unidad de transmisión permite también la correcta relación axial entre el rotor y stator para asegurar un sello eficiente y minimizar el desgaste de estas partes.

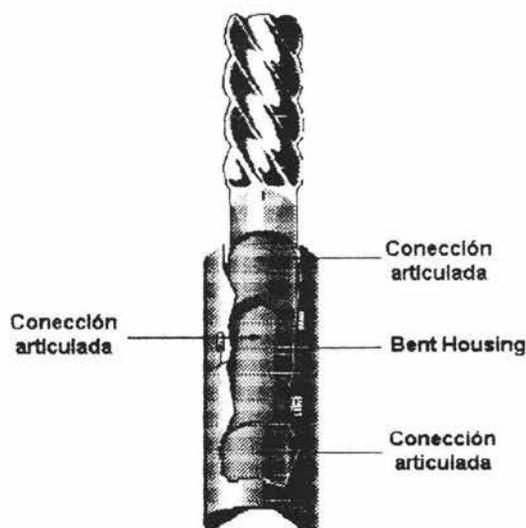


Figura II-8. Unidad de transmisión.

Diseños variados de unidades de transmisión de velocidad constante son utilizados, para proveer una máxima eficiencia de transmisión para las diferentes relaciones rotor / stator.

II.3.5 Ensamblaje de Rodamientos

El ensamblaje de rodamientos consiste de diferentes tipos como cartuchos, radiales y reductores de flujo de un sistema. Los rodamientos soportan el movimiento del rotor y la fuerza reactiva hacia arriba originada debido al peso aplicado sobre la barrena.

Rodamientos metálicos y no metálicos son utilizados arriba y abajo de los rodamientos principales para absorber la carga lateral sobre el sistema. Estas cargas son altas durante corridas de corrección y deslizamiento del motor. El material de los rodamientos es manufacturado y seleccionado para proveer una operación de alivio en las diferentes condiciones de perforación.

Estos rodamientos son enfriados y lubricados aproximadamente por el 5-8% del fluido circulante. El flujo es controlado por un sistema de precisión. Dos tipos de controladores de flujo se encuentran disponibles:

- Controladores de Flujo de Alta Presión para caídas de presión en la barrena entre 200 a 1200 psi.
- Controladores de Flujo de Alta Presión para caídas de presión en la barrena entre 0 a 400 psi.

Todos los ensamblajes de rodamientos están diseñados para que estos no lleguen a salirse de su posición en caso de pegar y que máximas cargas de tensión sobre el motor sean excedidas.

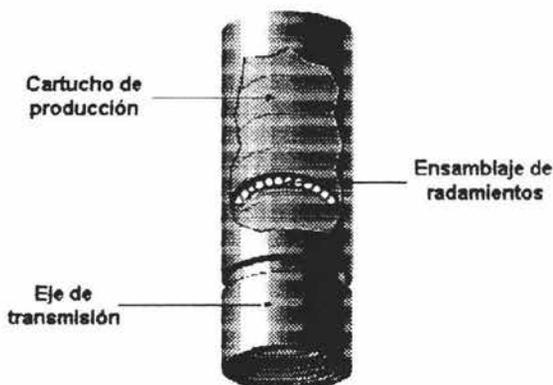


Figura II-9. Sección de rodamientos.

II.3.6 Tubular Housings y estabilizadores

Los motores pueden ser configurados como sistemas rectos o de bent housing. Estos sistemas de bent housing son de dos tipos:

1. **Fixed Bend:(fijo)**
2. **Adjustable Bend:(ajustables)**

Ambos tipos de Bent Housing tienen variaciones desde 0 (recto) a 3.0 grados. Diferentes combinaciones de bent housing fijos o ajustables, estabilizadores y kick pads están disponibles para aplicaciones de perforación direccional.

Los motores pueden ser usados en conjunto con diferentes tipos de estabilizadores:

- Camisas Estabilizadoras Intercambiables.
- Offset Pads Intercambiables(Kick Pads)

Las consideraciones para el diseño son:

- Número de Aletas(cuchillas)
- Ancho de la aleta (Área de Flujo Anular)
- Profundidad de la aleta
- Longitud de la aleta
- Tipo de aleta(ej. melón)
- Ángulos de los costados lateral y frontal
- Cobertura Angular de la aleta
- Tipo de conexión de la rosca
- Materiales del cuerpo y de la aleta
- Material de la cobertura de la aleta

Los estabilizadores y pads son hechos en acero tratado a altas temperaturas para obtener los mismos resultados que los housing tubulares. Las aletas son hechas de carbono de tungsteno de carbono y elementos de abrasión rectangular insertados en la matriz de carbono de tungsteno.

II.3.7 Operaciones Hidráulicas.

Los motores pueden ser operados con caídas de presión de la barrena de hasta 1200 psi, dependiendo de la hidráulica de la barrena. De un 92 a un 95% del fluido es utilizado en la barrena, este valor debe ser usado para efectos de cálculo de caída de presión en la barrena. Excesivas diferenciales de presión a la barrena, debidas ya sea a taponamiento de las boquillas en el agujero, pueden causar excesivo paso de flujo a través del sistema de rodamiento originando daño por erosión o lavado.

Cuando el motor esta operando libre (como en la superficie) las pérdidas por fricción son mínimas. Estas pérdidas por presión varían de acuerdo al tamaño del motor y a las diferencias de diseño de su unidad de poder. Lo mismo puede suceder debido a las condiciones internas del motor (estado de sus partes).

Rotor jetting

Algunas aplicaciones de perforación requieren del uso de flujos muy altos. Debido a condiciones de hidráulica de barrena y del agujero; otras aplicaciones requieren velocidades de rotación de la barrena específicas. Este flujo excesivo puede causar daño al componente stator/rotor (fugas, lavado, etc.). Por lo tanto los motores pueden ser configurados con un rotor especial (Rotor Jetting) que tiene un sistema axial y boquillas intercambiables.

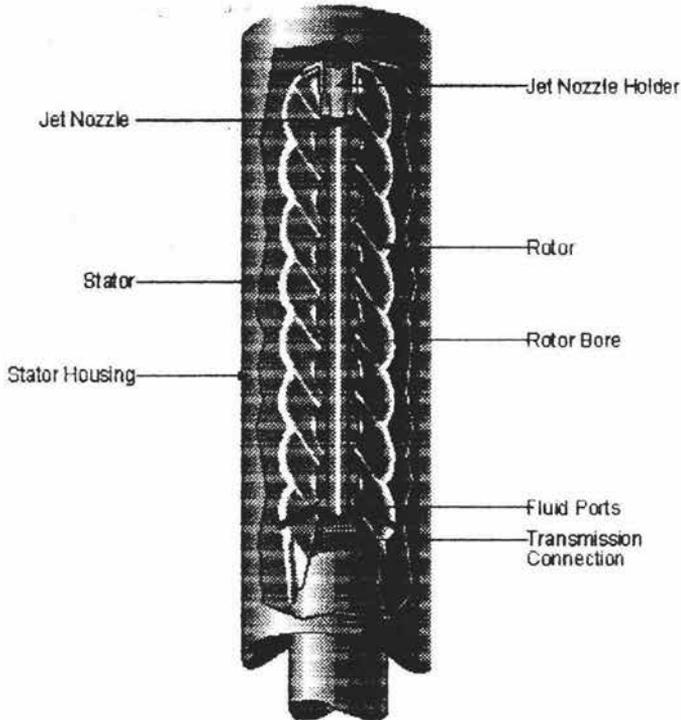


Figura II-10. Rotor Jetting

Para una velocidad de flujo y presión determinada, la energía hidráulica disponible suministrada al motor por sólido rotor o un jet rotor es la misma. En el caso del sólido rotor toda la energía hidráulica es disponible para mover el rotor.

En el caso del jet rotor, para una determinada la velocidad de flujo una cantidad determinada de fluido hidráulico presurizado es sangrada por la boquilla. Por lo tanto, menos fluido presurizado está disponible para mover el rotor / stator comparado con el rotor sólido.

El volumen de fluido que pasa a través de la boquilla del rotor varía con la caída de presión a través del rotor / stator (esta es mínima cuando el motor circula fuera del fondo). La caída efectiva de presión a través del rotor / stator y el jet rotor/bore ocurre paralelamente, sin pérdida adicional de presión al sistema hidráulico cuando se usa jet rotor.

Limitantes de Operación. Hidráulicas.

Las características de la potencia de entrada y salida del motor puede ser considerada como función del número de lóbulos, geometría de lóbulo, ángulo helicoidal y número de etapas efectivas. Dentro de los rangos de operación del motor, la velocidad de rotación de la barrena es directamente proporcional a la velocidad de flujo de circulación entre el rotor y el stator. Presiones diferenciales mayores que las recomendadas, ocasionan fugas de fluido entre el sello del rotor y el stator y reduce la velocidad de rotación de la barrena

El torque de salida del motor es directamente proporcional a la presión diferencial desarrollada a través del rotor y el stator. Si el motor es operado excediendo las especificaciones de máximo torque, el desgaste del rotor/stator se acelerará y el motor podría estallar.

La potencia desarrollada por el rotor y el stator es directamente proporcional a la velocidad de rotación y al torque. Los caballos de fuerza del motor así como los valores de velocidad de rotación y torque deben ser considerados para cada tipo de perforación.

Para el diseño del stator y rotor deben tenerse en cuenta diferentes parámetros de operación, incluyendo los efectos producidos por la relación peso/viscosidad del lodo, temperatura, contenido de sólidos, y contenido de material para pérdida de circulación.

Componentes químicos de los fluidos de la formación así como el gas deben también ser tenidos en cuenta con relación a los stator. El material del motor y su recubrimiento es seleccionado para ofrecer la máxima resistencia contra la erosión, abrasión y corrosión.

El tamaño del rotor y stator es cuidadosamente diseñado para proporcionar el ajuste perfecto y la potencia necesaria para su aplicación, lo cual minimiza cualquier tipo de problema y maximiza la eficiencia y duración del motor.

Motores de temperatura extendida.

Las unidades de potencia manufacturadas para temperaturas Standard y altas tienen sus rangos de operación determinados que se modifican de acuerdo a la relación de la geometría del rotor y el stator. Los cambios de geometría compensan las altas temperaturas y proporcionan una carga óptima del stator.

Este tipo de motores de temperatura extendida se recomienda usar solo cuando las especificaciones de temperatura para los motores Standard y de alta temperatura son excedidas.

Tabla II-4. Motores de temperatura Standard y extendida

Temperatura de operación °F	Presión Diferencial de Operación Máxima		Temperatura de Operación °C
	Servicio de Motores de Temperatura Standard (ST)	Servicio de Motores de Temperatura Extendida (STE)	
100-130	100% de carga total	No usar	38-54
130-170	80% de carga total	100% de carga total	54-77
170-210	60% de carga total	80% de carga total	77-99
210-240	No usar	65% de carga total	99-116
240-270	No usar	50% de carga total	116-132
270-300	No usar	no usar	132-149

Tabla II-5. Motores de Temperatura Alta y Extendida

Temperatura de operación °F	Presión Diferencial de Operación Máxima		Temperatura de Operación °C
	Servicio de Motores de Temperatura Alta (HT)	Servicio de Motores de Temperatura Extendida (STE)	
130-170	No usar	No usar	54-77
170-210	100% of full load	No usar	77-99
210-240	80% de carga total	100% de carga total	99-116
240-270	65% de carga total	80% de carga total	116-132
270-300	50% de carga total	65% de carga total	132-149
300-320	No usar	50% de carga total	149-160

Aplicaciones de Operación

Las diferentes configuraciones posibles del Motor permite que sean utilizados en diversas operaciones de perforación:

- Perforación Direccional Convencional
- Perforación Navegable y Horizontal
- Rendimiento de la Perforación
- Agujero Abierto
- Inicio de Pozo
- Perforación Para el tubo conductor
- Ensanchamiento y corte de Casing
- Milling
- Slimhole Motor
- Nucleos
- Perforación con Aire y Espuma

Motores de baja velocidad.

El uso de bent housing Ajustables en combinación con unidades de potencia de alto torque y velocidad relativamente baja hacen que este tipo de motores de baja velocidad sean ideales para operaciones de perforación navegable incluyendo pozos horizontales y pozos con problemas de formación. El alto torque de unidades de potencia multilobulo minimiza efectivamente la longitud de los motores, permitiendo el uso de motores especiales en varias aplicaciones incluyendo perforaciones de radio corto.

Motores de Velocidad Media

Las características operacionales de este motor permiten el acoplamiento de los parámetros de perforación y los ritmos de perforación mientras maximiza la vida de la barrena y el tiempo en fondo, por lo tanto reduce los costos. Las aplicaciones para este motor son la perforación navegable de agujeros verticales, aumenta el desempeño y el alcance de la perforación, lo mismo que para nucleos y algunas operaciones de navegación.

Motores de alta velocidad

Estos motores permiten que sean utilizados para el uso en correcciones y desvíos donde un control direccional preciso permite establecer la dirección e inclinación requerida. Este motor también puede ser utilizado para controlar perforaciones en pozos rectos, nucleos, y aplicaciones de reacondicionamiento y producción. Motores de velocidad baja, media y alta. Figura II-11 a II-14.

Figura II-11. Perforación Direccional Convencional

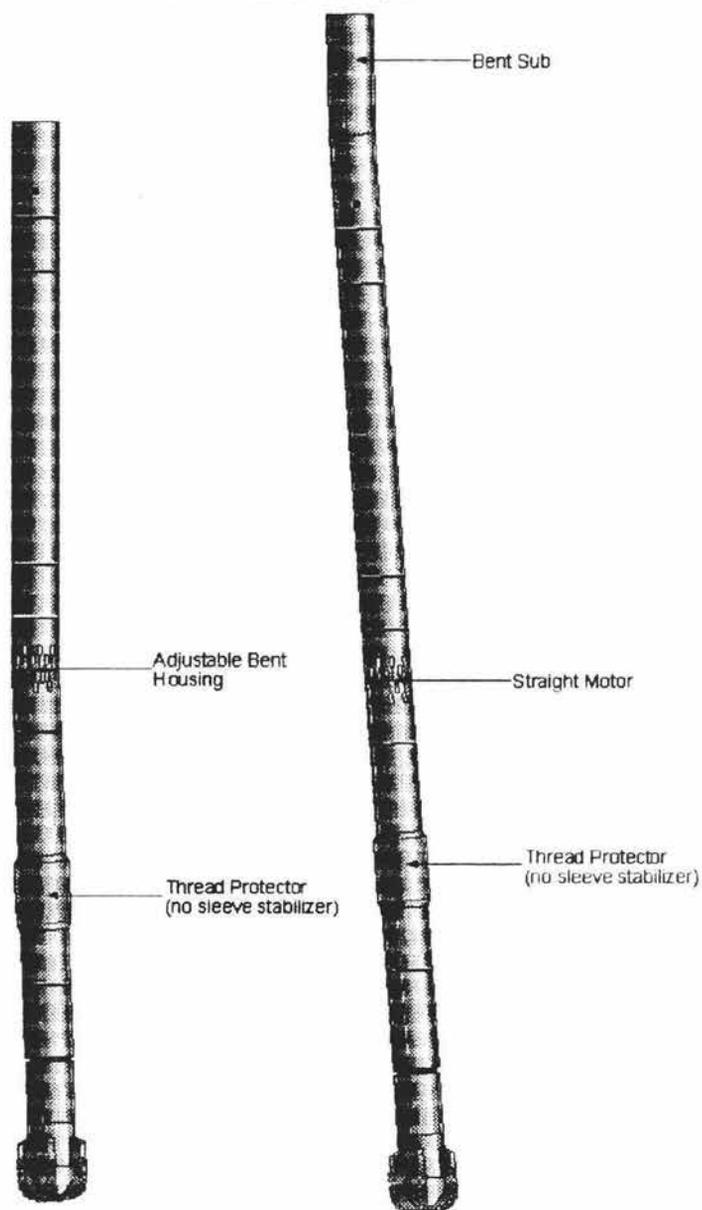


Figura II-12. Perforación Horizontal

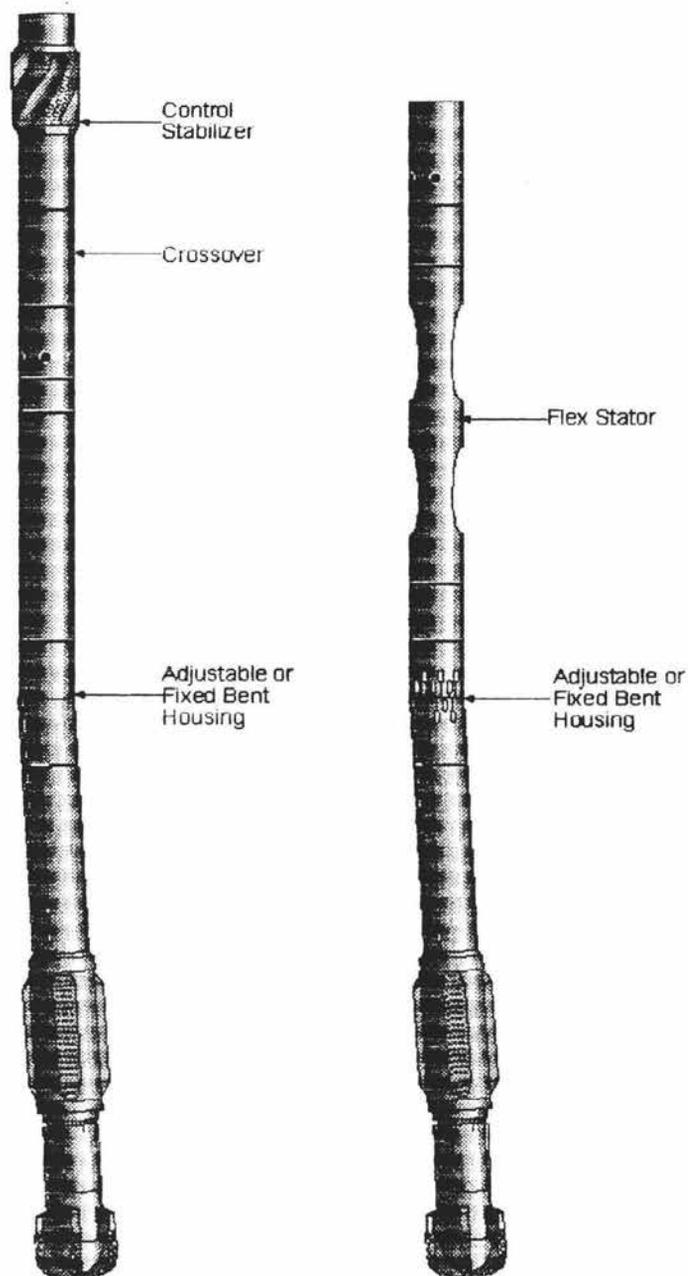


Figura II-13. Perforación Horizontal (Continuación)

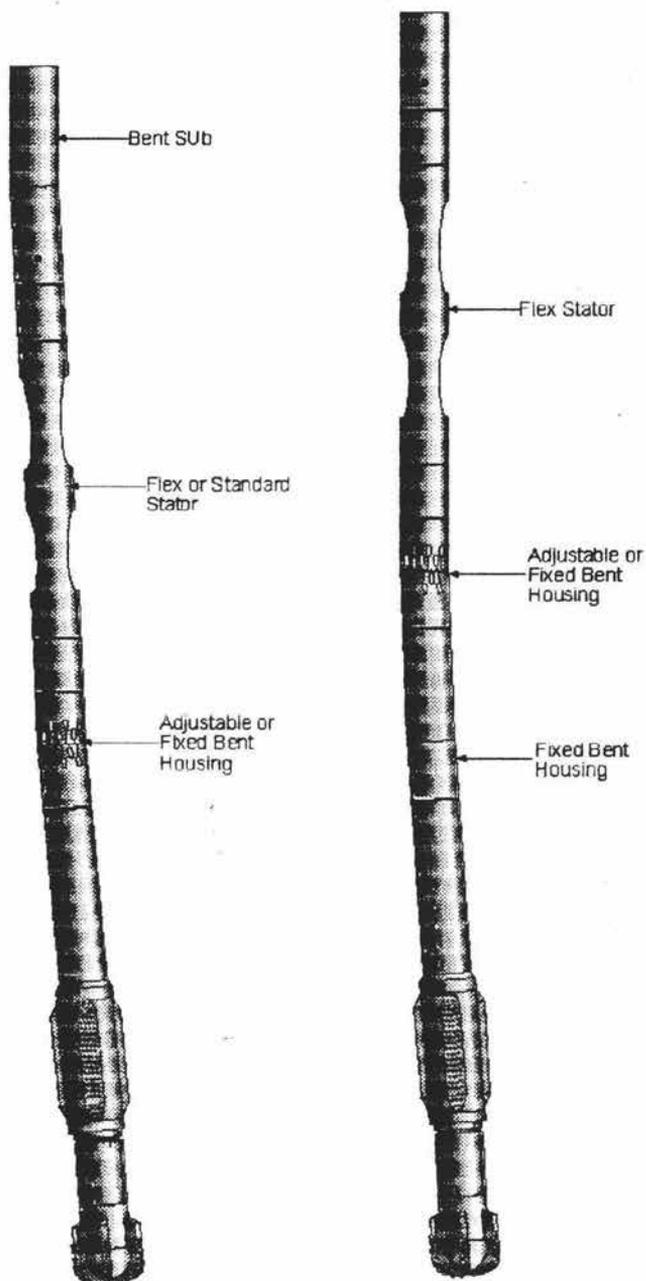
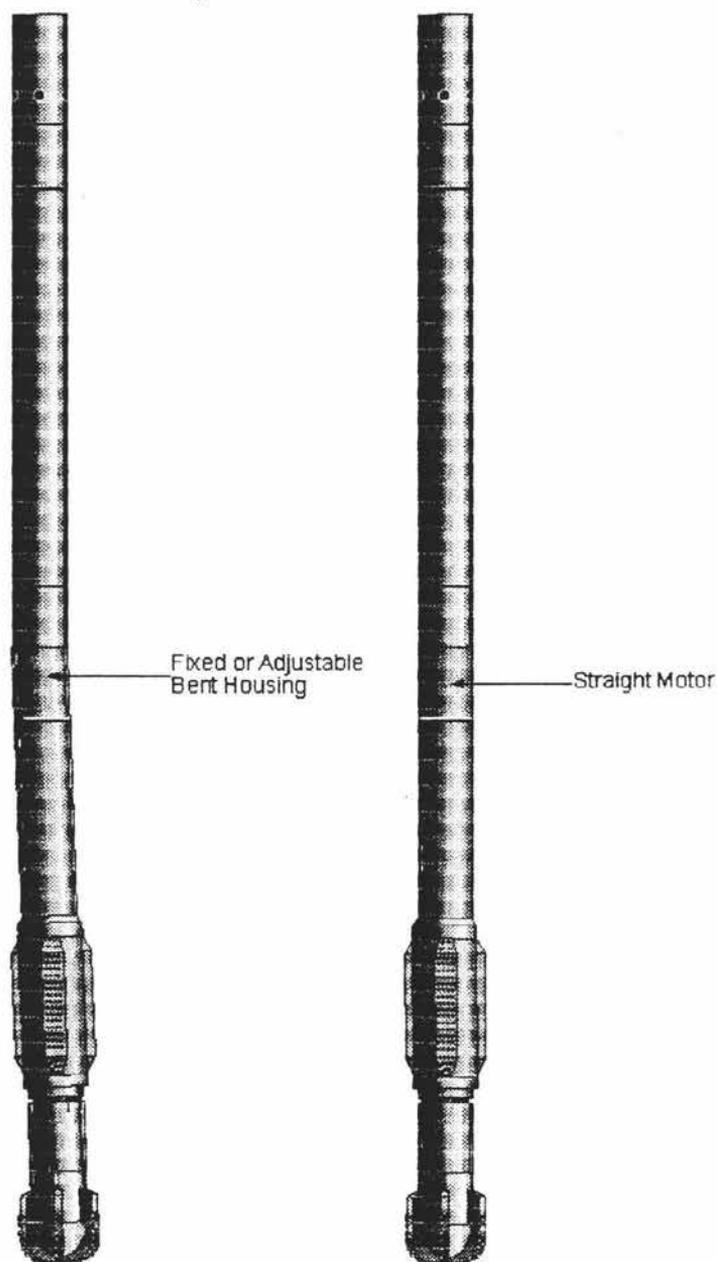


Figura II-14. Perforación Mejorada



II.4 SISTEMA DE TELEMETRÍA.

Los tres sistemas de telemetría MWD están disponibles en: pulso de lodo positivo, pulso de lodo negativo, y electromagnético.

Los sistemas de pulso de lodo usan válvulas para modular el flujo del fluido de perforación en el diámetro interior de la sarta de perforación, generando pulsos de presión que se propagan en lo alto de la columna de fluido dentro de la sarta de perforación y estos son detectados por los transductores (sensores) de presión en la superficie.

El sistema de pulso positivo restringe momentáneamente el flujo de lodo a través de la herramienta de fondo, produciendo un aumento de presión, o pulso de presión positivo, que se propaga hacia la superficie. Con el sistema del pulso negativo, el lodo se descarga momentáneamente por el diámetro interior del tubo lastrarbarrena directamente al espacio anular, desviado por la barrena de chorro y creando una caída de presión breve, o pulso de presión negativa, dentro del tubo lastrarbarrena que se propaga hacia la superficie.

En ambos sistemas de pulso lodo, se codifican los datos de los sensores del fondo del pozo y se transmiten variando el tiempo entre los pulsos de presión consecutivos.

El sistema de MWD electromagnético transmite los datos por vía de ondas electromagnéticas de baja frecuencia que se propagan a través de la tierra y son detectadas por una antena conectada a tierra en la superficie. Aunque el sistema electromagnético es limitado para pozos en tierra, es particularmente aplicable para la perforación bajo balance con aire, espuma, o lodos aireados, que evitan el uso de telemetría de pulso lodo.

Además, para transmitir los datos en tiempo real, pueden grabarse también los datos en la memoria de fondo y recuperarse después de cada carrera de la herramienta cuando regresa hacia la superficie. Los parámetros son vitales para las aplicaciones en tiempo real son seleccionados para la transmisión, mientras el resto de la información, incluyendo datos brutos y parámetros de diagnóstico, son grabados en la memoria de fondo del pozo y accediendo al final de cada carrera de la barrena.

La nueva técnica de telemetría de pulso lodo para aplicaciones en aguas profundas y el mejoramiento de capacidad de datos en tiempo real.

La telemetría de pulso lodo es todavía de lo más ampliamente usado y el método confiable para transmitir los datos de los sensores del fondo del pozo hacia la superficie mientras se está perforando. El concepto de telemetría de pulso lodo para las aplicaciones de medición durante la perforación no es nuevo.

Aquí varios autores describen el sistema de telemetría de pulso lodo, en base, a experimentos y a su experiencia en el campo de la industria petrolera.

A principios de 1964 Arps, lo describe como un sistema de MWD que usa un embolo de buzo para generar los pulsos de lodo discretos. La velocidad de datos es menos de 1 bit/s que usa este tipo de modulador.

Patton en 1977, lo describe como un sistema Mobil MWD este usa un mecanismo de válvula rotatoria (también conocido como sirena de lodo) para generar ondas continuas de telemetría que usa un cambio de fase de modulación. La velocidad de datos es de arriba de 3 bits/s es lo que se pueda exigir en este trabajo.

Recientemente, las velocidades de datos apenas han aumentado en absoluto. La mayoría de los esfuerzos de la ingeniería se ha concentrado en diseñar y construir herramientas de MWD que puedan sobrevivir y puedan trabajar de forma consistente y confiable en las condiciones extremas encontradas, durante las operaciones de perforación.

Los sistemas de telemetría de pulso lodo operan en un ambiente muy áspero. Desde una perspectiva mecánica en el fondo del pozo las herramientas de MWD/LWD deben sobrevivir a las condiciones extremas incluso a la presión alta que alcanza 172 000 kPa (25,000 psi), temperaturas altas que exceden 175 °C (350 °F), y golpes y fuerzas de vibración que pueden alcanzar en poco tiempo la fuerza de gravedad.

Los mecanismos mecánicos y eléctricos utilizan la generación de señales de pulso lodo y los circuitos electrónicos usan las mediciones de este modo necesitan ser diseñados con un ambiente robusto.

El conducto de comunicación a través de las señales de pulso lodo pasan a propagarse hacia la superficie con un comportamiento sumamente áspero. En contraste con las condiciones relativamente benignas encontradas en el registro de línea se registran las aplicaciones, el conducto de lodo causa una alta señal de atenuación, que tiene un ancho de banda muy bajo y es afectado por las numerosas fuentes de ruido.

Generación de señales de pulso lodo.

Algunos métodos diferentes se usan para generar señales de pulso lodo. Las señales de pulso de lodo son producidas cualquiera que restringe el flujo del fluido de perforación en la sarta de perforación o donde parte el flujo al espacio anular. Los tres tipos principales de generación de señales usadas en las herramientas de MWD son el pulso negativo, pulso positivo y de onda continua.

Pulso negativo. Los pulsos negativos son generados por la reducción momentánea de presión en la sarta de perforación. Esto es logrando por una desviación de lodo por dentro de la sarta de perforación hacia al espacio anular a través de una válvula de descarga. Abriendo la válvula de descarga reduce la presión que se encuentra por el interior de la sarta de perforación. Y cuando se cierra la válvula la presión regresa a su estado original. Como se ilustra en la figura II-15. La magnitud de los pulsos depende en la presión que se deje caer por debajo de la herramienta.

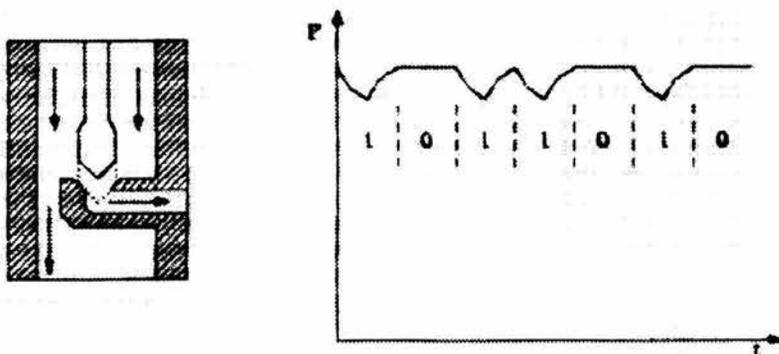


Figura II-15. Generación de señales de pulso negativo

Pulso positivo. Los pulsos positivos son generados por la columna de lodo bloqueando parcialmente el flujo de lodo momentáneamente a través de la sarta de perforación. Cuando el flujo de lodo es bloqueado, la presión de lodo dentro de la sarta de perforación aumenta; cuando el flujo de lodo es desbloqueado, la presión de lodo regresa a su estado original como se muestra en la figura II-16.

Pueden generarse señales con amplitudes largas de cresta-a-cresta con el modulador de pulso positivo. Sin embargo, el movimiento mecánico donde se sitúan las válvulas en el modulador es limitado por los tipos de señales digitales que puede usarse con confianza para los sistemas de pulso negativo o sistemas del pulso positivo.

Se usa una línea de números que son codificados o se ha investigado que nos proporciona la eficiencia de transmisión de datos usando el modulador de pulso negativo y de pulso positivo.

Onda continua. Las nuevas herramientas de MWD usan un modulador de tipo sirena que genera ondas continuas de pulsos positivos. El modulador consiste en un rotor y un estator con múltiples lóbulos en cada uno de ellos. El

rotor se maneja por el motor del modulador, que es impulsado por el alternador de la turbina o batería de la herramienta. El flujo de lodo a través de la herramienta impulsa la turbina. Como este gira, el rotor abre o cierra parcialmente el espacio entre los lóbulos del estator. Cuando los espacios están abiertos, la presión de lodo está en su mínimo. Cuando es bloqueado, la presión de lodo está en su máximo. Haciendo esto continuamente crea la onda continua (figura II-17).

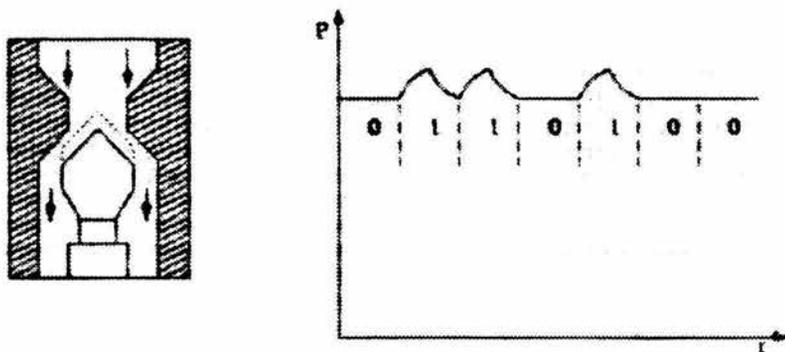


Figura II-16. Generación de señales de pulso positivo

La frecuencia de la onda continua de telemetría depende en el número de elementos del estator / rotor y a las revoluciones que opera por minuto (rpm). La onda continua de telemetría es capaz de operar a altas frecuencias de 24 Hz. Esto también hace que sea alta la velocidad de datos, incluso sin la condensación de los datos.

Primero se diseñaron el modulador de sirena de lodo, para generar señales con amplitudes menores que estos son generados por los sistemas de pulso positivo. El modulador de sirena de lodo proporciona mucha cantidad de flexibilidad a los sistemas de telemetría de lodo. Los diferentes portadores de frecuencias pueden ser fácilmente seleccionados para situar las señales de telemetría en una parte del espectro con el ruido más bajo y/o de atenuación. La velocidad de datos también es seleccionada para cumplir los requisitos de un trabajo particular. También pueden generarse tipos diferentes de modulación para aumentar las velocidades de datos dentro de un ancho de banda dado.

El control exacto de la frecuencia y en la fase de la sirena de lodo permite usar los métodos de modulación complejos para producir velocidades altas de datos. Desde que los datos se modulan hacia una onda de transmisión, se pueden usarse los métodos de detección coherentes con la telemetría de la onda continua. La detección coherente logra las mismas velocidades de error de bit mucho más bajo de las velocidades de las señales de ruido cuando es

comparado a la desmodulación de transmisión de datos en el tipo de pulso discreto usando con pulso negativo o válvula de poppet generando las señales de pulso positivo.

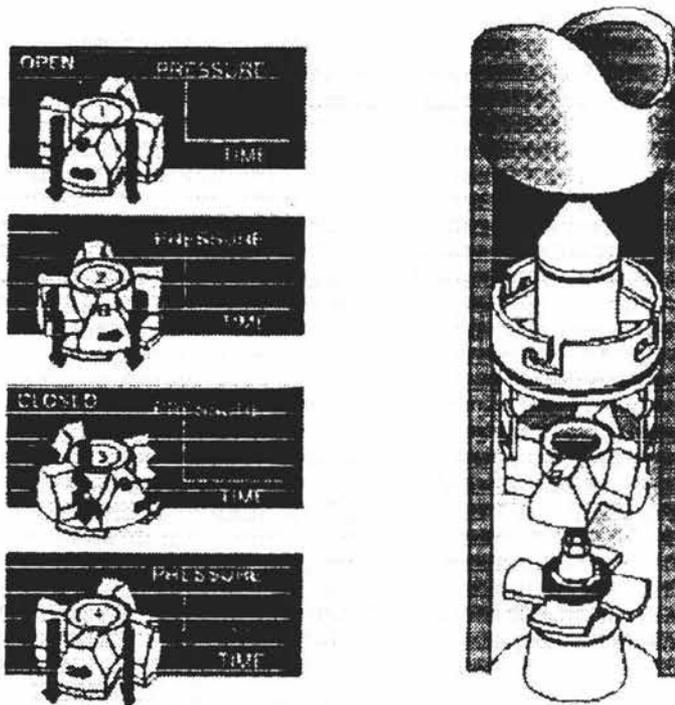


Figura II-17. Generación de señales de onda continua.

II.5 SENSORES DIRECCIONALES DE MWD

El principio primordial de la herramienta MWD con ayuda de los sensores es proporcionar el estudio direccional del pozo y información adicional para facilitar la perforación.

Esta herramienta cuenta con una variedad de sensores, a continuación describiremos algunos de los más importantes que existen en el mercado y/o campo.

Estos sensores registran la dirección del pozo, que consisten en un acelerómetro triaxial y un magnetómetro triaxial estos determinan la orientación de la sarta de perforación con respecto al campo gravitacional de la tierra y al campo magnético de la tierra. A su vez proporcionan los siguientes datos:

- Inclinación del pozo.
- Azimut del pozo.
- Orientación de la cara de la herramienta magnética.

Estas mediciones ayudan a determinar la trayectoria del pozo y la distancia perforada en 3 dimensiones, la profundidad vertical verdadera, y la orientación del sistema de perforación direccional, como el sistema de motores direccionales y el sistema rotatorio direccional.

La herramienta MWD se pueden equipar primero con un sensor llamado ABI (at-bit inclination), Inclinación en la barrena. Este sensor se localiza atrás de la barrena, que proporciona una medida de inclinación y se instala en motores de 6-3/4 pulg. y 8 pulg. en la caja de conexión a la barrena. La inclinación obtenida del ABI puede ser comparada con la inclinación del DWD (dirección durante se perfora) de manera que las tendencias a construir o reducir ángulo del BHA (conexiones de fondo) pueden ser determinadas con mucha exactitud. Esta información es particularmente útil cuando se está perforando en pozos horizontales de radio medio, o cuando se mantiene ángulo en una sección lateral o tangente. Figura II-18.

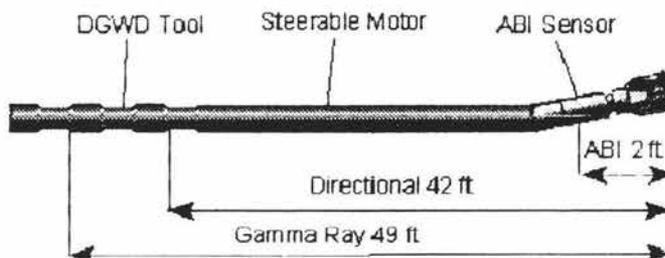


Figura II-18. Inclinación en la Barrena

El sensor ABI consiste en, un conjunto de acelerómetros triaxiales que están montados en la caja de la barrena del ensamblé del motor direccional de lodo y la comunicación de los datos es por el motor de la herramienta de MWD principal por vía de telemetría acústica.

El ABI proporciona inmediatamente una retroalimentación con el perforador direccional para la variación de la inclinación. Estas variaciones de tendencia con BHA eliminan incertidumbre en el direccionamiento y permite reducir tortuosidades del pozo y la torsión resultante y el arrastre.

La siguiente lista de sensores son fundamentales para ADT (tecnología de perforación aplicada).

Sensor de medición de presión en el fondo mientras se perfora, PWD (pressure-while-drilling), que consiste en medir con exactitud la presión alta en el espacio anular y la presión en el agujero.

Los datos de PWD tienen numerosas aplicaciones que incluyen:

- Medición exacta de ECD (densidad de circulación equivalente).
- Detección de manifestaciones, incluyendo flujos de agua superficiales.
- Control de limpieza del agujero.
- Medición exacta de la presión hidrostática y el peso del lodo efectivo.
- Correcta prueba de asiento en la tubería de revestimiento LOT y datos de prueba de integridad de la formación FIT sin hacer circulación para condiciones del lodo.

Sensor de dinámica de la sarta DDS, es de dos ejes, uno (sensor severo de vibración basado en sonda), y el otro eje sencillo, (sensor severo de vibración). El sensor DDS mide la torsión, lateral y la aceleración axial, mientras que el primero responde a la lateral y a la aceleración axial y el segundo detecta la vibración de la sarta en la lateral.

Estos sensores pueden registrar el promedio y las aceleraciones máximas por arriba de un intervalo dado. El sensor DDS también puede registrar los datos de aceleración en serie de tiempos completos para el análisis espectral. Cuando la vibración de la sarta excede los principios de pre-juego, esta información se va a la alarma en tiempo real y se transmite a la superficie para facilitar la acción correspondiente.

Sensor que mide la calibración del agujero, este proporciona en tiempo real con la herramienta de calibración acústico (**AcousticCaliper**). El sensor tiene tres transductores de medición en el claro acústico orientados a 120 grados radial para proporcionar, diámetro del agujero cuando es girado o es deslizado.

Los registros de calibración en tiempo real proporcionan la retroalimentación inmediata de las condiciones de estabilidad del agujero, así como las condiciones del pozo y de las barrenas bajo calibradas, lutitas desprendidas, y zonas lavadas.

Ahora se van a describir un poco más general de los sensores antes mencionados.

PWD (Sensor de medición de presión en el fondo mientras se perfora)

Optimiza la eficiencia de perforación.

El sensor PWD ayuda a tener una eficiencia de perforación que proporciona información de la presión de fondo en tiempo real que permite corregir y decidir las operaciones de perforación.

El sensor PWD mide la presión anular exacta, la presión interna y la medición de la temperatura usando cualquier sistema de telemetría: pulso lodo llámese positivo, negativo. Los datos de presión pueden ser transmitidos en tiempo real y guardados en la memoria de las herramientas.

En las bombas en modo de paro, se transmiten al mínimo, máximo, y el promedio de las presiones observadas durante el periodo de no-circulación por vía de telemetría de pulso lodo cuando es recompensada la circulación. Estas mediciones proporcionan los registros para evitar pérdida de circulación y detectar flujo / manifestaciones antes de que ellos pasen. El sensor PWD puede reducir riesgos que causan problemas como fracturas inesperadas o colapsos.

A menudo el incremento de la presión anular refleja ineficacia para levantar los cortes y limpieza del agujero, ambos pueden conducir a la pérdida de circulación. El sensor de PWD detecta los incrementos, y los parámetros del fluido de perforación y los procedimientos de operación que pueden ser modificados para mejorar la eficiencia de limpieza del agujero. En los pozos de alcance extendido, la información en tiempo real ayuda mantener la presión del pozo entre los límites de operación de modo seguro y el monitoreo de limpieza del agujero.

El sensor PWD, además, proporciona la detección temprana de flujos y manifestaciones del pozo. La perforación en aguas profundas con el tubo conductor, se incrementa la presión anular que indica la probabilidad de flujo de lutitas en el agua. Por otro lado, a presión baja, puede indicar manifestaciones de gas, aceite y agua. Debido a que, el sensor está registrando desde el fondo las mediciones.

El sensor PWD tiene una exactitud de calibración y es capaz de registrar datos debido a la energía de operación de la batería. También es sumamente útil en la perforación especializada en ambientes como: presión alta-temperatura, en pozos de alcance extendido, y en aguas profundas.

En la figura II-19 se muestra el sensor con sus componentes que lo hacen posible para medir la presión durante la perforación.

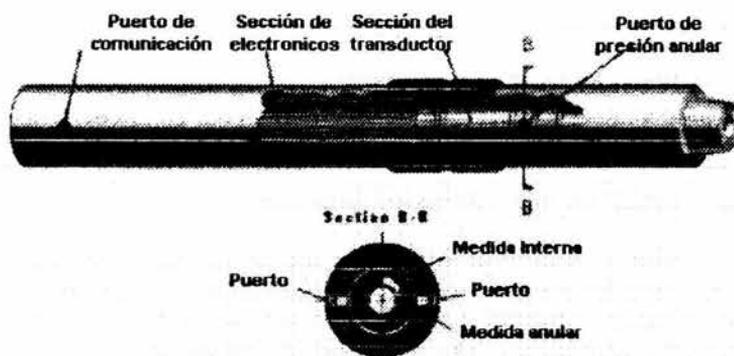


Figura II-19. Se muestra el sensor con sus componentes para medir la presión durante la perforación PWD.

ABI (Sensor de inclinación en la barrena)

Reduce ineficacia y incertidumbre en pozos de perforación direccional.

La mayoría de las mediciones requieren de un ángulo de inclinación para los pozos de perforación direccional. Sin embargo, para los perforadores se han esforzado para llevar a cabo estudios de la herramienta localizado de 50 a 75 pies por atrás de la barrena. Sólo después de 50 pies o más, es perforación ciega (perforación en la cual el fluido utilizado no retorna a la superficie) para que realmente en la superficie se registren los cambios en la trayectoria del pozo. Figura II-20.

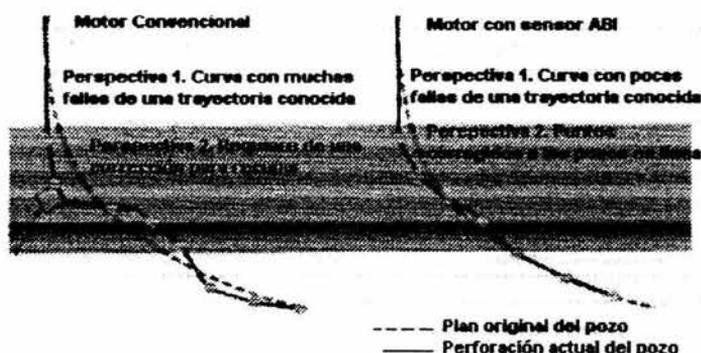


Figura II-20. La diferencia entre emplear un motor convencional y un motor con el sensor ABI.

Los beneficios del sensor ABI pueden ser los siguientes:

- La inclinación es medida a unos pocos pies de la barrena y son enviadas hacia atrás en tiempo real durante la perforación y a las conexiones.
- La mejora grande del tiempo de reacción, con este recurso se pueden hacer correcciones tan rápidas y verificar los resultados inmediatamente.
- Se consume menos tiempo en la orientación, normalmente los resultados son superiores al promedio del ritmo de penetración.
- El número de agujeros paralelos es debido a problemas que se reducen a ser direccionales.
- La colocación del pozo exacto al yacimiento es lograda, que puede significar buenas tasas de producción y el incremento de reservas recuperables.

También reduce costos al pozo.

Cuando el agujero es uniforme y recto, con el sensor ABI, se requiere mínimo tiempo de perforación. Porque hay un porcentaje global mayor de perforación rotatoria, las velocidades de penetración son superiores y se reduce la probabilidad de que se pegue la tubería.

El curvamiento de la tubería de revestimiento (pérdida de inclinación debido a la zona lavada en un punto fijo de la tubería de revestimiento) puede ser detectada y compensada inmediatamente solamente por la barrena y por fuera el sensor ABI de la tubería de revestimiento.

Aplicaciones.

- Para todos los pozos con dificultades de tendencias a perforación direccional especialmente sus costos de operación son altos.
- Pozos de baja profundidad y sobre todo pozos de alcance extendido. La reducción de tortuosidad del pozo en la sección de la estructura puede resultar torque considerable, arrastre y la reducción de tuberías de revestimiento.

En la siguiente figura se muestra la configuración de los sensores montados en el motor de lodo. Figura II-21

Cómo funciona

El sensor ABI utiliza un conjunto de acelerómetros triaxial solamente de 16 pulgadas, para el motor de fondo tienen un tamaño de 6 ¾ de pulgadas y más grande. Las mediciones de inclinación se transmiten por atrás de la sarta de la herramienta de MWD/LWD y se incorporan los datos en tiempo real que son transmitidos hacia la superficie. El sensor ABI es configurado ligeramente a las diferentes variantes a las condiciones del pozo.

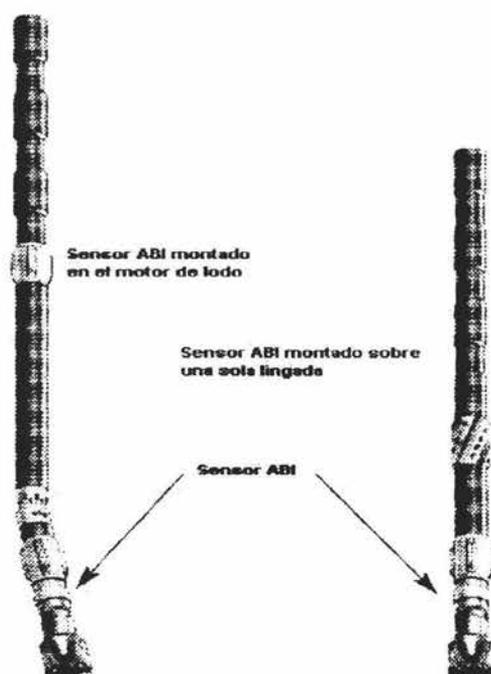


Figura II-21. El sensor ABI puede configurarse como la parte de un motor de lodo o como la parte de un ensamble rotatoria que utiliza la herramienta AGS (estabilizador de medida ajustable) para el control de BHA (Conexiones de fondo).

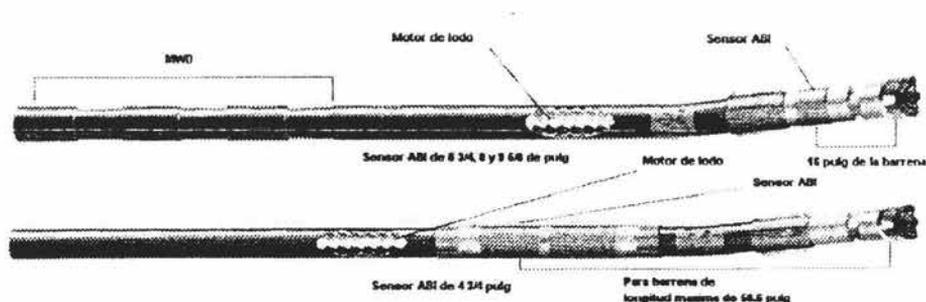


Figura II-22. Configuración de los sensores de MWD en la sarta.

Montado el paquete de inclinación sobre el cuerpo del motor de lodo, se puede mantener a una distancia de la barrena o a un mínimo que asegure una buena medición angular que puede lograrse mientras se mantiene la pata de perro. Como resultado, el sistema puede operar en la construcción del perfil del pozo así como las tangentes o secciones horizontales.

El sensor ABI puede correrse para varios tamaños de 4 3/4, 6 3/4, y 9 5/8 de pulgada. En la figura II-22 se muestra como va ensamblado el motor de fondo, los sensores y la barrena de acuerdo a la configuración en particular.

Sensor de dinámica de la sarta (DDS).

El sensor DDS mide la vibración del fondo del pozo en tiempo real, evitando o eliminando la tensión perjudicial en las herramientas de MWD, motores, barrenas, y otros componentes de la sarta de perforación. Haciendo el control en tiempo real, durante la perforación de los parámetros como: peso en la barrena y la velocidad rotatoria que pueden ajustarse al instante, los niveles altos de vibración, para evitar períodos prolongados.

El sensor DDS consiste en acelerómetros triaxiales montados en la inserción del sensor DGR (rayos gamma dual). Mide las aceleraciones laterales, torsionales, y longitudinales.

Con estas mediciones son detectadas la severidad de vibración y modo (salto, choque lateral, stick-slip, giro rápido de la barrena).

Aplicaciones.

- Para pozos verticales o casi verticales.
- Perforación de ambientes de alto costo.
- En ambientes ásperos de perforación.
- Secciones de agujero intermedios con diámetros largos.
- En áreas conocidas para una zona lavada largas de la formación.
- Áreas inexplicables de bajo ROP (Ritmo de perforación).

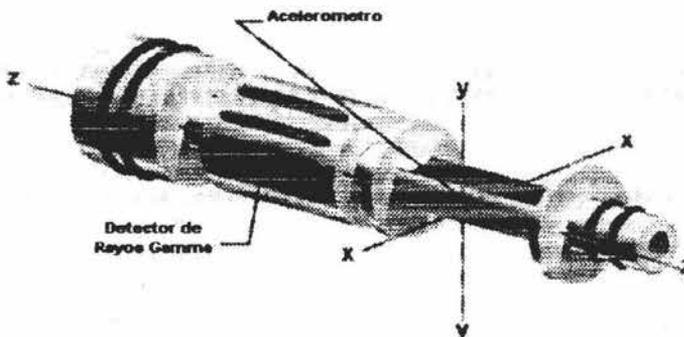


Figura II-23. El sensor DDS consiste en acelerómetros triaxiales montados en la inserción del sensor DGR (rayos gamma dual)

Beneficios.

- Mejoría en practica de perforación.
- Un rápido ROP.
- Incremento de confiabilidad en la herramienta y vida de la barrena.
- Mejoramiento del diseño.

El acelerómetro triaxial en el sensor DDS es controlado por tres ejes (X, Y, y Z), son estimadas por $\pm 200g$, y tienen frecuencias que responden a 5000 Hz con una resolución de 0.2g. El eje X mide la velocidad lateral y radial, el eje Y mide la aceleración lateral y tangencial, y el eje Z mide la aceleración axial.

La aceleración rotacional (stick-slip) crea variaciones de rpm en el fondo, y estos cambios son medidos por los ejes del acelerómetro X, y Y. Figura II-23.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS SE PERFORA

III.1 INTRODUCCIÓN.

Los registros de perforación son importantes durante las operaciones de perforación. Se han integrado herramientas de registro de línea con las de MWD para desarrollar e introducir el sistema de “registro mientras se perfora (LWD)”. Las herramientas de LWD tienen la función de medir la resistividad, neutrón, densidad y rayos gamma en forma simultánea de la formación rocosa, y pueden transmitir la información por medio de telemetría de pulso lodo y sistema de registro en la superficie.

Por otra parte, estas herramientas incluyen, la aplicación de **CDR (Resistividad Dual Compensada)** y **CDN (Densidad de Neutron Compensada)**, donde nos proporciona información de parámetros de la formación para poder observar en tiempo real en que condiciones estamos perforando, es por eso que es tan importante tener los registros durante la perforación.

Empezaremos por hacer una descripción rápida de la herramienta LWD, básicamente su principio de acción, también se comentará los diferentes usos que se le da a los registros en la superficie, y las aplicaciones donde son útiles y con esto podamos dar un ejemplo ilustrativo.

Con la intención de minimizar los costos de perforación, desarrollando seguridad, adquiriendo mediciones en forma cuantitativa durante la perforación. Con la información en tiempo real mejora las decisiones para perforar y asegurar una rápida evaluación del pozo y optimizar los registros de línea tan pronto como la barrena rompa la formación.

En el ejemplo se describirá la herramienta que se empleo, donde se encuentra la relación entre la litología y la perforación sus aplicaciones y limitantes. También se discutirá la importancia de la información de LWD donde proporciona evaluación temprana de la litología, problemas ajenos, y evitar una mala interpretación de los registros.

III.2 PRINCIPIO DE ACCIÓN. LWD

Sistema de telemetría de pulso lodo.

Como ya se mencionó en los capítulos anteriores, la telemetría, es el proceso de reunir datos por medio de dispositivos sensores electrónicos o de otro tipo y transmitirlos a puntos remotos. En la figura III-1 se muestra 3 métodos de telemetría usados actualmente en los sistemas de MWD y LWD.

Los tres tipos comunes de señales generados son: pulso positivo, pulso negativo y de onda continua. En el pulso positivo. Se tiene una válvula que reduce el flujo donde se produce los pulsos de presión. En el pulso negativo. Se tiene una válvula desviadora que produce los pulsos de presión. Onda continua. Se tiene unos platos rotatorios que son los que producen las ondas continuas.

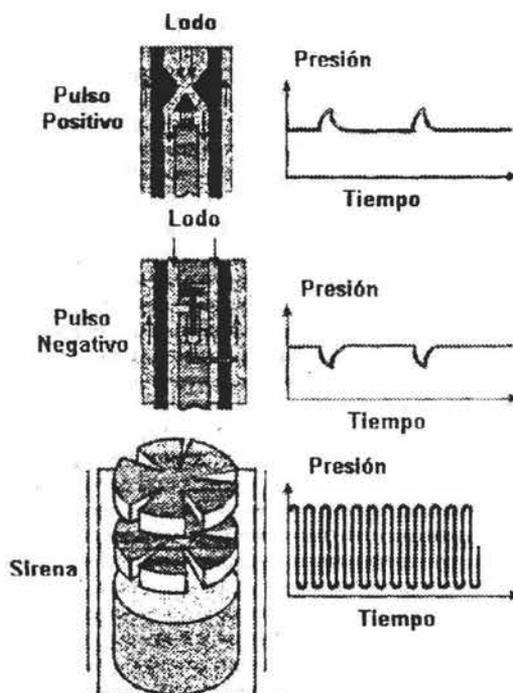


Figura III-1. Sistema de telemetría de pulso lodo

En la figura anterior se observa los diferentes cambios de pulsos de presión, positivo, negativo y de tipo oscilante. En el primero, la curva es hacia arriba (+) el lodo entra por el centro de la herramienta y sale por el espacio anular, en la segunda curva va hacia abajo (-) el lodo entra por el espacio central

del conducto y sale por el espacio anular y el último tiene la forma de ser la combinación de ambos.

Estos pulsos de presión se crean dentro de la herramienta creando caídas de presión entre las bombas de lodo y por el conducto por donde entra el flujo de lodo desde la superficie.

Una válvula rotatoria, llama al modulador, creando una onda de presión continua en la columna de lodo. Se cambian la fase de la señal (modulación de frecuencia) y entonces estos detectores varían en la superficie, y las mediciones se pueden transmitir continuamente a la superficie. En la figura III-2 se describen los procesos de modulación en el fondo del pozo y la desmodulación en la superficie.

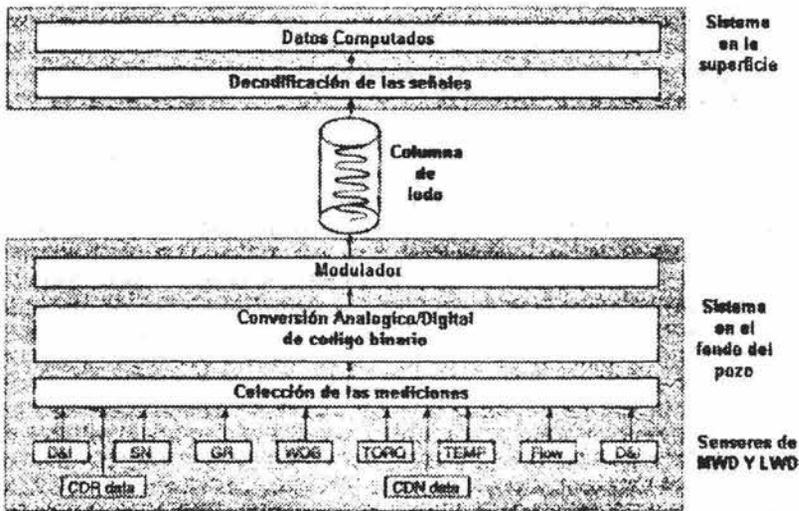


Figura III-2. Sistema de transmisión tipo "Sirena"

Empecemos por el proceso de modulación en el fondo del pozo: en el fondo se encuentran los sensores de MWD y los sensores de LWD que se alojan en la sarta son:

- D&I Sensor de Dirección Inclinación
- CDR data Datos de Resistividad dual Compensado
- SN Sensor de Neutron
- GR Sensor de Rayos Gamma
- WOB Peso sobre la barrena
- TORQ Torque de la barrena
- TEMP Temperatura.
- CDN data Datos de Densidad de neutron compensado.
- FLOW Flujo

Todos estos sensores que se encuentran en el fondo clasifican las mediciones para que toda la información analógica de los diferentes sensores sea convertida en números binarios, y el procesador pertinente de la barrena se transmitan a la superficie, mientras se usa el modulador, como una serie de "0" y "1". Las velocidades de transmisión de los datos dependen en la frecuencia de la onda del portador.

Ahora por el proceso de desmodulación en la superficie.

El pulso positivo crea un incremento de presión por medio de la columna de lodo mediante la operación de la válvula popet impulsada hidráulicamente hacia un orificio creando una restricción de flujo momentánea. El pulso de presión resultante se detecta en la superficie por un transductor (sensor) en la línea de flujo, colocado usualmente en el Stand Pipe o cerca de él.

Cada pulso de presión es decodificado como un BIT de datos binarios, en el sistema de computación en la superficie se almacenan en una base de datos para el tiempo contra profundidad. Los datos interpretados pueden verse entonces en las pantallas en tiempo real y en forma gráfica.

El sistema de sirena permite una velocidad más rápida de comunicación de los datos que otros sistemas. Una desventaja de esta técnica es la atenuación de la señal durante el viaje de la columna de lodo. La señal de la velocidad de ruido se vuelve un criterio tan importante desde las bombas de perforación y los motores de fondo generando el ruido significativo. La velocidad se mejora usando dos transductores de presión a la superficie para las mediciones diferenciales.

La confiabilidad mejora, con los microprocesadores de fondo que comprimen los datos, y revisan si hay error de paridad entre los datos originales del fondo y los datos recibidos fuera del agujero.

III.3 USOS Y APLICACIONES DEL LWD.

III.3.1 Usos

Un uso del LWD es el reconocimiento de los registros para hacer una valoración de un yacimiento descubierto o de zonas posiblemente productoras de aceite negro.

En los registros de reconocimiento normalmente se realizan ambos, por encima de la sección del agujero intermedio de exploración y en pozos en desarrollo y por encima de la sección del fondo del pozo exploratorio. Los datos de MWD y LWD se codifican, son adquiridos en tiempo real para evaluar la presión de poro, correlación y detección de zonas productoras potenciales.

Actualmente los datos LWD son almacenados en la memoria de la herramienta para recuperarlos al final de cada carrera de la barrena.

Los problemas del agujero son encontrados, en la información de LWD que es el único registro de la formación perforada. Es conveniente estar seguro en caso que se descubran zonas potencialmente productivas se puede ver por los registros de interpretación LWD. Usualmente se corre un registro de línea para evaluar el hallazgo. Es importante que las mediciones hechas solo en pruebas de formación no son disponibles con los registros de LWD.

En pozos con amplio rango de resistividad en la formación, las mediciones de CDR determinan en la mayoría resistividad más exacta que en zonas de baja, durante intervalos de alta resistividad requieren un (doble latero log) o **Phasor, registro de inducción**.

Los registros de reconocimiento son operados continuamente en tiempo real. Se confía continuamente en supervisar los datos brutos y los resultados calculados prolongados que reflejan el control direccional y la eficiencia de perforación, calculando la presión de poro en tiempo real y correlacionando la litología en tiempo real.

Otro uso es el control direccional y eficiencia de perforación.

Los datos en tiempo real (dirección & inclinación) y datos de perforación mecánica (torque y arrastre) son usados para el direccionamiento y la eficiencia de perforación. Esto es precisamente en supervisar la posición de la barrena y seguir la trayectoria relativa a la perforación direccional conforme al diseño actualizándose en tiempo real, la dirección del agujero, azimut del pozo, cara de la herramienta.

El cálculo en formaciones uniformes en tiempo real y pérdidas de fricción ambos son causa por el torque y las mediciones de arrastre basándose en el **ROP (ritmo de penetración)**, ambos para la superficie, y para el fondo del pozo. Estos resultados mejoran la correlación y aumentan la eficiencia de perforación supervisando la barrena y detectando antes de que ocurran problemas potenciales como el pegado de tubería.

Previsualizar la presión de poro en tiempo real.

Quando se perfora con lutitas compactadas, se debe hacer un equilibrio considerando entre la presión hidrostática del lodo y la presión de poro de la formación. Sin este equilibrio, habría pérdida de circulación, en el agujero y rupturas que puedan dar resultados erróneos. El exceso del volumen de porosidad es responsable de la sobrepresión de la formación que se computa en tiempo real con la respuesta del LWD y las mediciones de perforación mecánica.

La sobrepresión de las formaciones (es equivalente al peso de lodo) que es el valor a determinar. En áreas donde la presión de poro varía rápidamente en lutitas, los valores computados del CDR y datos de CDN son extrapolados usando datos por debajo de la barrena con el peso de fondo y con datos de torque.

Correlación.

La decisión para poner una tubería de revestimiento, es detectar el inicio básico de núcleos y marcar la correlación geológica y cimbras de arena. Los registros de LWD en tiempo real son usados para identificar las marcas, con esto permite las operaciones para intentar una apropiada profundidad.

Análisis de formaciones en tiempo real.

El conocimiento de la litología de la formación en tiempo de real mejora la eficiencia de perforación. Hay varios usos en el análisis de la formación como el neutrón, densidad, rayo gamma espectral y mediciones a lo largo de Pe junto con entradas de recortes y mediciones de perforación mecánica.

Éstos incluyen correlación, al detectar zonas de gas y valoración de zonas potenciales de hidrocarburos. Con esto facilita, el análisis de la porosidad, la saturación y el descubrimiento de estratos delgados que se realiza en forma cualitativa.

Descubrimiento inesperado de zonas productoras.

Los registros LWD, tienen la capacidad de detectar estratos delgados, con gas, éstos a menudo se usan para evaluar la sección superior del pozo a causa de posible zonas productoras de contraste bajo.

Si se descubren zonas productoras potenciales, entonces se corre continuamente con el registro de línea en compañía de herramientas de imagen para evaluar mas a fondo el hallazgo.

En la figura III-3 se despliegan datos obtenidos de la memoria de la herramienta en el fondo del pozo durante la perforación. Esto es un registro reproducido en la superficie después de que se corrió la barrena. La marca del lado izquierdo indica las profundidades donde se tomaron las muestras y en la parte derecha se despliega en control cualitativo.

También se muestra el análisis del intervalo de una zona de gas hacia la parte de arriba del registro. Sin embargo, aparentemente ese intervalo es potencial y podría persistir bajo zonas espesas. También es incierto de estos datos si presenta contacto de agua.

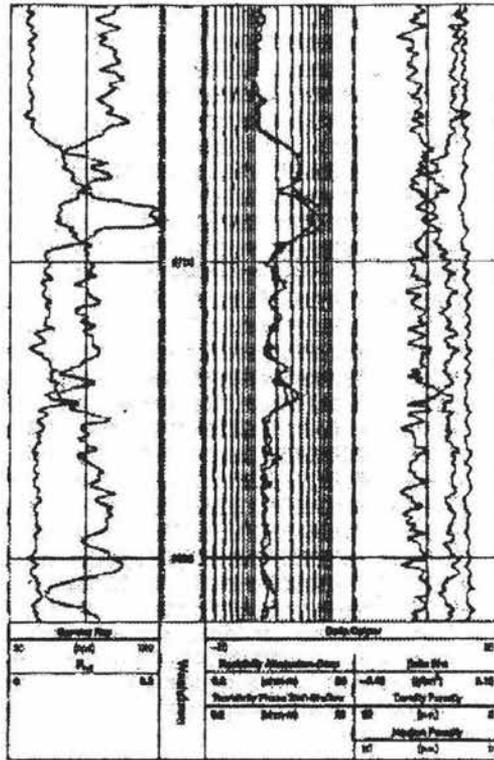


Figura III-3. Registro LWD durante la perforación en el desarrollo del pozo

Después de perforar la profundidad total, efectuando la corrida del registro de línea con el **EPT (Herramienta de Propagación Electromagnética)** que da respuesta a estas preguntas y analiza el intervalo cuantitativamente con la técnica de **análisis de arenas laminadas (LSA)** en la figura III-4.

Aunque el modelo de LSA se desarrolla para el uso de inducción con registros de línea y registros de porosidad, permite ahora la sustitución de datos de CDR y de CDN. El LSA da resultados en detalle de la magnitud y calidad de las zonas de intervalos de estratos delgados y está en acuerdo cualitativamente con el CDR y CDN para la localización de datos buenos. Un contacto de agua es descubierto a 11,002 pies.

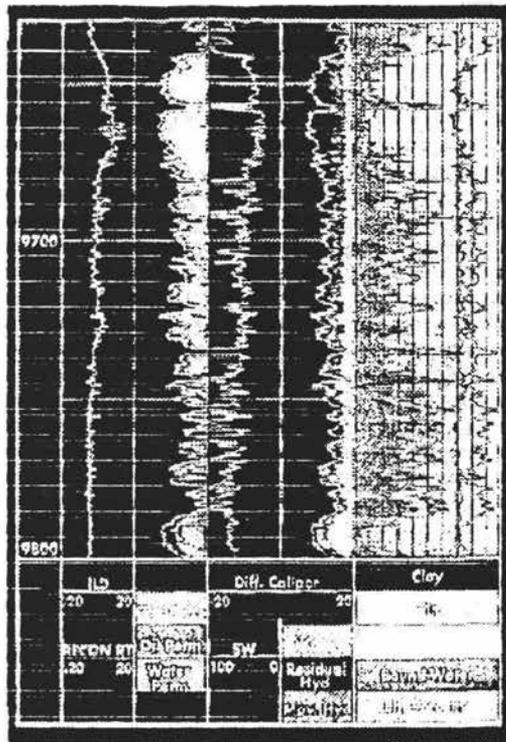


Figura III-4. Registro de LWD y Análisis de arenas laminadas en EPT.

III.3.2 APLICACIONES

Evaluación de la formación durante la perforación.

La evaluación de la formación durante la perforación se realiza principalmente sobre la profundidad total en la sección desarrollada en el pozo en áreas donde se toma la decisión de los datos para restringir la evaluación a una "triple-combinación" (resistividad, neutrón, densidad). El sistema de LWD, a menudo sólo se corre en modo de registro, mantiene un registro de triple-combinación de calidad superior a la evaluación rutinaria de formaciones conocidas.

En áreas de riesgo de altos costos donde la eficiencia operacional es premiada, los datos de LWD pueden ser más rentables de adquirir en forma básica las mediciones petrofísicas. Si estas formaciones son más complejas, los pasos adicionales de los sensores de LWD pueden usar técnicas. En la figura III-5 se corrió un registro para un pozo en la cual interviene resistividad de LWD,

neutrón y densidad en el desarrollo de un pozo para evaluar arenas del gas mostrada bajo 8700 pies.

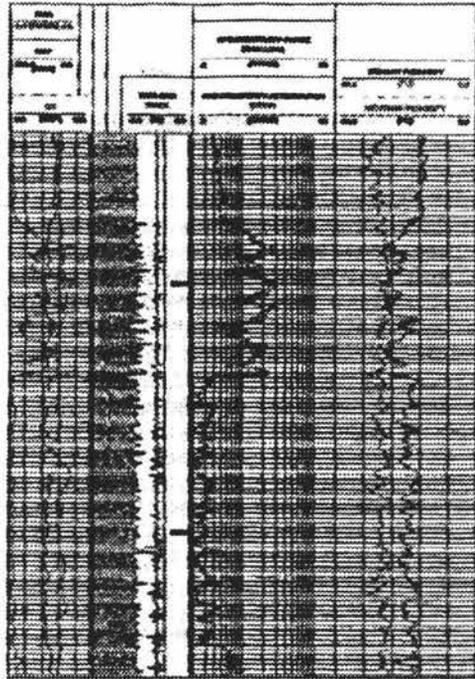


Figura III-5. Registro de LWD que despliega la litología

Un procedimiento para clasificar las mediciones se utiliza rayos gamma, densidad y porosidad de neutrón que produce el despliegue de la columna litológica al lado para rastrear una nueva profundidad.

En áreas con litología compleja, se calcula litología con densidad que se pueden procesar e interpretar la P_e , midiendo torio, uranio y potasio. Los datos de los recortes pueden ayudar a seleccionar el modelo apropiado para el análisis de litología. La interpretación se extiende para proporcionar el descubrimiento cualitativo y descripción sobre la base del análisis de una curva de lutita.

La nueva profundidad se busca en base con una simple curva en la resistividad de R_{ps} que desvía los límites opuesto al estrato y es útil para descubrir zonas ligeramente laminadas. La interpretación se cuantifica, usando un programa llamado ELAN (de compañía) computando los datos desarrollados por el CDR y CDN. Figura III-6. La interpretación de estas mediciones es similar a la interpretación de los registros de línea como complemento.

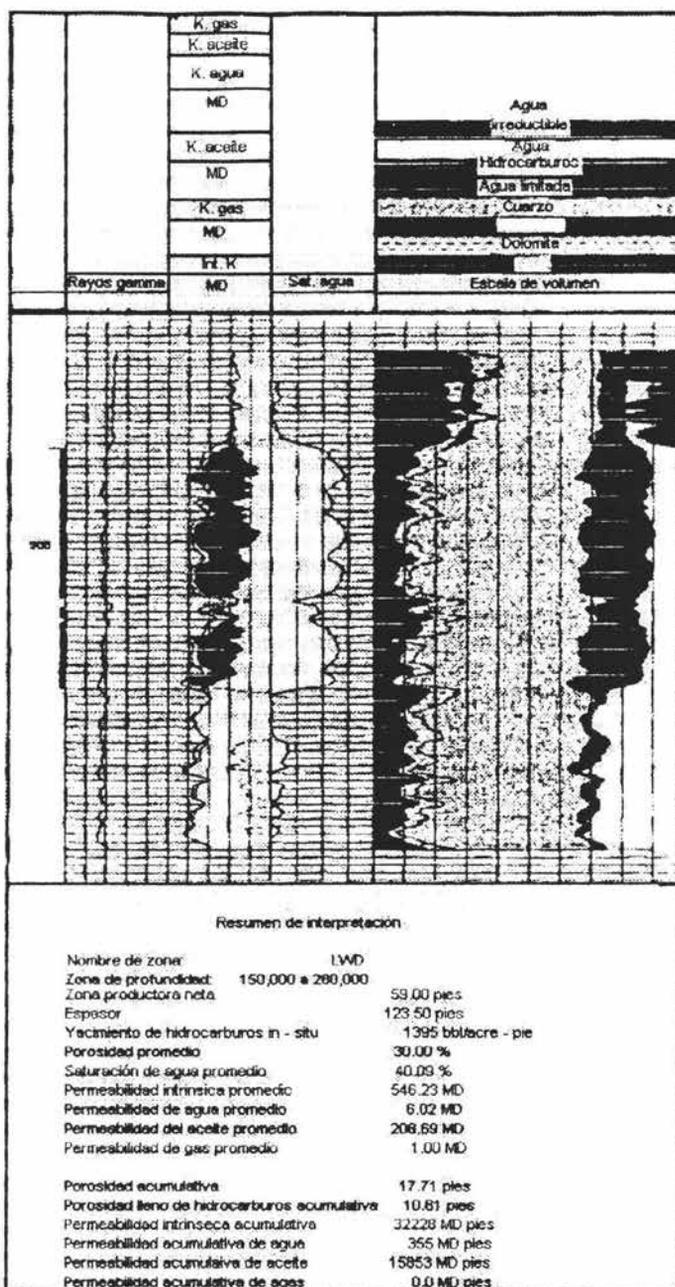


Figura III-6. Computando ELAN usando datos del registro LWD

Desde que los datos de LWD están al nivel de registros de Información estándar, estos se procesan en la cabina de la compañía. Estos registros incluyen el resumen de la interpretación para el yacimiento, donde se acumulan en la computadora.

Registros de preinvasión.

Los registros de preinvasión son desarrollados durante la perforación en una zona de sección baja en el desarrollo de los pozos. Estos registros se corren mientras se perfora en ciertos pozos porque las invasiones profundas de filtrado de lodo pueden ser que los registros de línea sean autosuficientes para interpretar o que sea difícil o imposible.

Los registros de preinvasión LWD a menudo se complementan con los registros de línea como pruebas de servicio, con las caras de los núcleos y registro de echados.

En las figuras III-7 y III-8 son registros de LWD, donde se identifican zonas de gas y de agua a través de los intervalos. Con la resistividad de CDR y el CDN de porosidad se muestra una sección acanalada (ambas porosidades están en una matriz de piedra arenisca), que son zonas descubiertas. Después de pocos días se registran los registros de línea, donde hay invasión significativa por el lodo fresco en la parte donde se ve un poco distorsionado. La invasión se reduce en el contraste de la resistividad entre el agua de arena y el gas de la arena figura III-8.

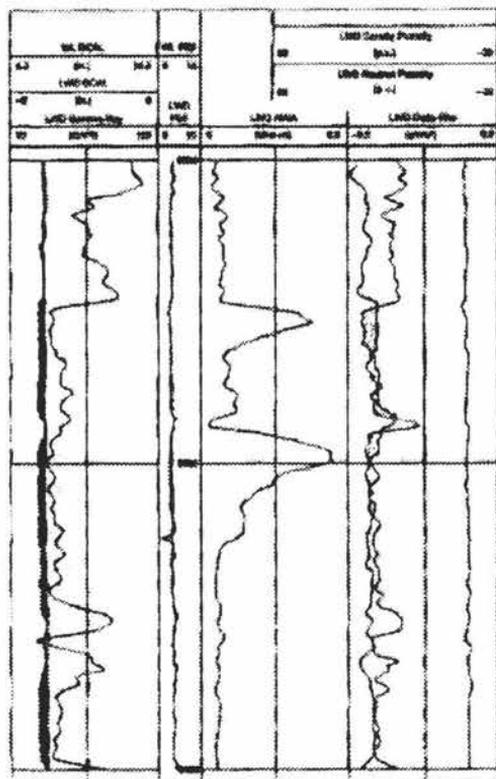


Figura III-7. Registro LWD durante la perforación

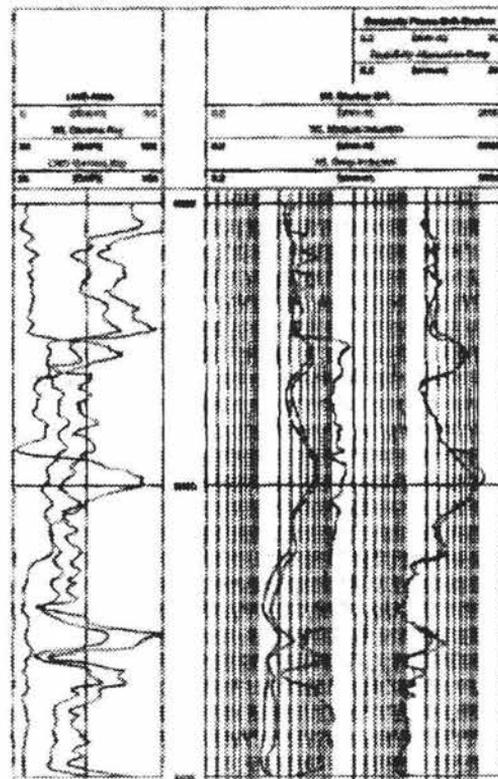


Figura III-8 El registro de línea muestra los efectos de invasión posterior

Evaluación de la formación después de la perforación.

La evaluación de la formación después de la perforación, el último recurso es el registro, ocurre cuando las condiciones del agujero se previenen con los registros de línea alcanzando la herramienta la profundidad total, y cuando no se corren las herramientas de LWD en la perforación. En estos casos se saca la herramienta de LWD para localizar alguna anomalía. En el registro LWD de la figura III-9, se registro cuando se hizo una limpieza después de perforar, estos son los únicos datos disponibles sobre la zona.

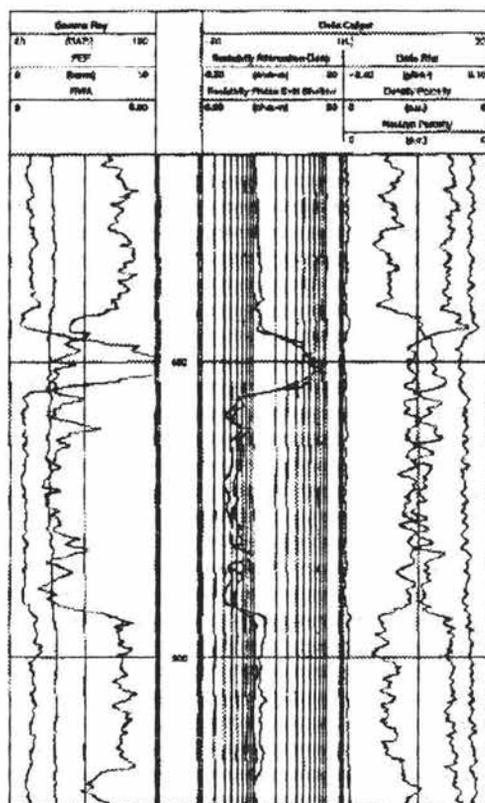


Figura III-9. Registro LWD al registrar al paso de lavado después de la perforación

III.4 EJEMPLO

Interpretación y análisis de las formaciones sobrepresionadas usando datos de sónico durante la perforación.

El descubrimiento y evaluación de las formaciones sobrepresionadas son críticos para la exploración y producción de yacimientos de hidrocarburos. Los problemas asociados con la sobrepresión (presión de poro con fluido anormalmente alta) de las formaciones son de concerniente directo en todas las fases de exploración y operaciones de producción, perforación, tuberías de revestimiento, terminación y evaluación del yacimiento.

El conocimiento de esperar formaciones sobrepresionadas es el elemento esencial para perforar los pozos eficazmente y con pesos de lodo correctos, tuberías de revestimiento propiamente diseñado bajo un programa y una terminación mejorado.

En Ingeniería de yacimientos, las presiones de la formación pueden ser responsables por la entrada de agua de lutitas adyacenten sobrepresionadas adicionalmente como un mecanismo de producción de hidrocarburos. La presión de poro anormal alta se relaciona típicamente a ciertas condiciones ambientales dentro de una sección geológica.

En las áreas costeras de los Estados Unidos, por ejemplo, la lutita en la brecha terciaria puede proporcionar permeabilidad que atrampa fluidos y causa lutitas sobrepresionadas porque la depositación de la sobrecarga subsecuente es soportada por el fluido atrapado produciendo un mecanismo de sobre compactación. Ver ref. 9.

En este ejemplo, lo que se hizo fue hacer una colección de mediciones de sónico y otros de LWD que se adquirieron en formaciones sobrepresionadas en el Golfo de México se usan para demostrar esta oportunidad. Aunque todas las mediciones que se usaron en este ejemplo son igualmente valiosas para la evaluación de la presión, se hace énfasis en el análisis e interpretación de datos sínicos de LWD.

Antecedentes.

De entrada es un pozo exploratorio y se va a perforar aproximadamente a 18 millas localizado en la costa de Louisiana en el Golfo de México. El pozo fue diseñado para probar a una profundidad (> 15,000 MD) en la sección de Mioceno medio, donde típicamente hay mayor parte de lutitas con algunos estratos delgados de areniscas.

En la costa del Golfo se componen de areniscas generalmente moderadas. El resumen de la perforación se proporciona en la tabla III-1. Con

una tubería de revestimiento de 13 3/8 de pulgada instalada por debajo de 4802 pies y se perforo usando una barrena de 12 pulgadas.

La herramienta de sónico se puso en la sarta de perforación a 8783 pies. Allí se evaluaron 3 corridas para la barrena por un período de nueve días. Para un intervalo entero se registra el agujero con una desviación de por lo menos de 2 grados. Usando lodo base agua con polímeros para la pérdida de circulación de materiales y adicionando barita.

El peso del lodo se va incrementando de 11 lbm/gal (corrida 1) a 13 lbm/gal (corrida 3) donde en el registro se reporta (tabla III-1). Las conexiones de fondo son de tipo péndulo, consisten de un **CDR (Herramienta de resistividad dual compensado)**, sistema de telemetría PowerPulse MWD (para transmisión en tiempo real) y **sónico (Herramienta de sónico durante la perforación)**.

La herramienta de sónico, se coloca sobre la unidad del PowerPulse y por debajo del estabilizador, aproximadamente a 68 pies lejos de la barrena. Una serie de registros se tomaron, registro de línea, con la herramienta Litho-densidad de Densidad Fotoeléctrica, **CNL (registro de Neutrón Compensado)** y **LSS (herramienta de registro sónico con espaciador largo)** tuvo lugar dos semanas después del fin en la tercera carrera de la barrena.

	Corrida 1	Corrida 2	Corrida 3
Profundidad (pies)	8784-9549	9549-10392	10392-11066
Desviación (grados)	1	1.6	1.75
RÓP Promedio (pies/hr)	25	15	16
RPM Promedio	120	140	175
Tipo de Barrena	PDC/Roller Cone	Roller Cone	Roller Cone
Tipo de lodo	Polymer with LCM and Barite	Polymer with LCM and Barite	Polymer with LCM and Barite
Peso de lodo (lbs/gal)	11	11.2	11.5-13
BHA for Run 1 and Run 2: Roller Cone Bit - Float Sub - CDR - PowerPak - Diverted Float Sub - Crossover - ISONIC - Crossover - Stabilizer - Crossover - Stabilizer - Drill Collars Drill bit to sonic measure point distance: 68 ft			

Tabla III-1 Resumen de los parámetros de perforación para las corridas 1,2 y 3

Adquisición de datos.

La herramienta sónica de LWD consiste en un transmisor y una serie de cuatro receptores. La distancia entre el transmisor y los receptores son similares al arreglo de las herramientas de los registros de línea. La electrónica de la herramienta adquiere y guarda las formas de onda sónica. Bajo el mando de un microprocesador de fondo del pozo, el transmisor se dispara, y se digitalizan cuatro formas de onda a los receptores simultáneamente a 12 bits y agregando

una pila de forma de onda que eficazmente aumenta la velocidad de la señal del ruido.

La experiencia indica que el ruido es grande inducido por la perforación en formaciones duras como la caliza y la forma de onda apiladas es indispensable en esa situación. Las formas de onda apiladas se filtran como consecuencia dentro una banda de frecuencia finita donde el ruido de perforación es mínimo y la atenuación es alta cuando llega en el collar. Finalmente, las ondas se filtran y son salvadas en la memoria de la herramienta.

También la herramienta realiza formas de onda en el fondo del pozo que procesa para extraer la compresión Δt (**tiempo de tránsito**) mientras se perfora.

El sistema consiste en un microprocesador y un procesador digital de señales (DSP) para realizar el filtro de la forma de onda, procesando la coherencia en tiempo lento (STC) y seleccionando la compresión Δt de su rendimiento de SCT. Una vez la compresión Δt se extrae, se transmite a la superficie por el sistema de telemetría en tiempo real. Finalmente, se genera un registro sísmico en tiempo real a la superficie durante la perforación.

Descubrimiento de zonas sobrepresionadas.

❖ Durante la perforación:

Tradicionalmente, el registro sísmico se usa para mantener una estimación de la porosidad de la formación. El concepto de medir Δt es función, de la porosidad y de la litología.

Para una litología dada como la lutita, para el ejemplo, el registro de Δt es esencialmente una contestación a la variación de la porosidad. Normalmente, Δt disminuye con el incremento de la profundidad enterrada debido a la tensión de sobrecarga, mientras la porosidad disminuye en función de la profundidad.

El Δt continua en línea de tendencia donde indica las presiones de la formación manteniendo las presiones de consolidación normales. Si las formaciones sobrepresionadas de los puntos de datos Δt divergen de la tendencia normal entonces esta tendencia de puntos suelen desviarse de esta misma.

La cantidad de divergencia de la tendencia normal puede usarse para estimar la presión de la formación anormal. La disponibilidad de compresión Δt y otras LWD mediciones marcan el descubrimiento y estimación de formación sobrepresionadas en tiempo real se concibe la localización de estas.

En la figura III-10 se muestra un registro sónico Δt obtenido durante el viaje a fondo y durante la perforación. El registro de línea LSS con el registro sónico también se muestra la comparación. Además, se combinan el registro en el intervalo de (8700 pies a 10600 pies), como también la herramienta sónica registra los datos mientras es el viaje de fondo en cada carrera de la barrena.

Los valores de Δt computados de los datos al entrar al agujero se muestran por medio de símbolos “ * ”, “□” y “+”, para las tres corridas de la barrena respectivamente.

Incluso aunque Δt se muestra bruta debido a un rápido viaje de fondo a una velocidad de (2500-3600 ft/hr) y el control de la profundidad es marginal mientras el viaje de fondo, donde los Δt tienden a decrecer con la profundidad creciente en la estabilización del pozo y la tendencia es muy similar al registro sónico.

La línea de lutita punteada aproxima los valores de Δt en el registro de línea y en el intervalo de 5000-8500 pies se traza en la figura para indicar la tendencia de consolidación normal. Alrededor de 9580 pies, el tiempo sónico se obtuvo mientras se estaba perforando fue donde se empezó a divergir es donde se encuentra la flecha horizontal en los dos registros la tendencia de consolidación normal, indica la cima posible de las formaciones sobrepresionadas.

Los parámetros de perforación y otras mediciones de LWD son usados para corroborar el descubrimiento de las formaciones sobrepresionadas en este pozo. En la figura III-11 se presenta rayos gamma estándar CDR, fase y atenuación de la resistividad, y el registro sónico Δt para el intervalo de 8700-10600 pies. El registro de rayos gamma indica en el intervalo entero por debajo de 9400 pies es principalmente lutita.

Los señores Hottmann y Jonson (1965) propusieron que bajo la consolidación normal, la resistividad de la lutita aumenta con la profundidad, porque la porosidad decrece. Sin embargo, en las lutitas sobrepresionadas, la resistividad muestra una salida de la tendencia normal hacia abajo con un valor normal. Porque incrementa la porosidad y como resultado del contenido de agua salada es alto en la lutita. Los dos registros de resistividad CDR se muestran en la figura III-11 como decrece la resistividad por debajo de la tendencia a 9580 pies, donde el sónico Δt parte de la tendencia normal.

El ritmo de penetración (ROP) en la perforación es un recurso muy conveniente para detectar formaciones sobrepresionadas. Sin embargo, debe recordarse que al ir perforando la velocidad también es afectada por muchos otros factores como, los cambios de litología, limpieza del fondo del pozo, propiedades del lodo y tipo y condición de la barrena.

Asumiendo que todos otros factores afectan a la perforación, la velocidad constante, la velocidad de penetración generalmente aumenta con la presión de poro. Dado la misma litología de lutita y iniciando una nueva barrena al principio de la segunda carrera de la barrena, la velocidad de penetración en la figura III-11 aumenta por debajo de 9580 pies, proporcionando otra evidencia el aumento de formaciones sobrepresionadas.

En el registro de línea.

En la figura III-12 se muestra el registro de porosidad neutron y el volumen del registro de densidad en la banda 2 y 3. También se muestra en la figura la porosidad sónica derivada de la ecuación de Wyllie. De interés particular en la figura III-12 se muestra la marca de transición de porosidad de neutrón los valores van de abajo a alto alrededor de 9600 pies. De igual manera, la densidad decrece en el mismo intervalo.

De nuevo, el aumento de la porosidad y disminución del volumen de la densidad se corrobora el descubrimiento de zonas sobrepresionadas. Se muestra en el registro rayos gamma y el registro de calibración en la banda 1. El registro del calibrador indica que el agujero se lavó mal por fuera en muchos lugares al tiempo que el registro de línea. Como se indico antes, mientras la perforación se detuvo a 10390 pies y la circulación aumento por el peso de lodo, esto tuvo lugar durante varias horas.

Con el peso del lodo se incremento para corregir la situación bajobalance y incluyendo la presión de la formación, el agujero se perforo por debajo de 10400 pies que esta en buena forma. El agujero agrandado implicó desprendimiento de lutita en el agujero.

Moore (1974) declaró que hay dos razones primarias con motivo del desprendimiento de la lutita en las áreas costeras de Estados Unidos son: (1) lutitas sobrepresionadas y (2) aumento de lutitas hidratadas. Con todas las evidencias mostradas, es probable que las lutitas sobrepresionadas sea la razón por el desprendimiento de lutita y, como resultado, de haber mal lavado fuera el agujero.

Haciendo la comparación de LWD / Sónico.

El registro de línea sónico proporciona medios para evaluar en forma cuantitativa mediciones del sónico durante la perforación. Uno tiene que realizar con las dos mediciones adquiridas en tiempos diferentes, el agujero y la formación condicionada (como el agujero alargado y invasión) puede diferir considerablemente.

Aunque esto implica la diferencia inherente entre las dos mediciones, la comparación es no obstante importante para entender y evaluar los datos sónico

mientras se perfora. Además, la diferencia entre las mediciones presenta una única oportunidad para nosotros entender cómo y qué discrepancia las causas.

En la figura III-13 se muestra una presentación normal del registro sónico Δt durante la perforación (banda 2) con un indicador de control cualitativo. La imagen se muestra en la banda 3 que es la proyección de STC con el color de nivel coherente color verde codificado. La curva sólida pesada recubierta en el despliegue de Δt en el registro.

La proyección es un despliegue de control de calidad para el registro de Δt porque el registro debe estar pasando por una región de coherencia alta continua en el despliegue.

En conjunto, la proyección de la banda 3 muestra la coherencia de llegada de la formación es alta excepto aproximadamente 70 pie intervalos al principio de cada carrera de la barrena. Desde el punto de medición sónica a la distancia de la barrena es aproximadamente de 68 pie, el agujero se ve por la herramienta sónica para cada 70 pies del intervalo donde realmente se perforó en la carrera de la barrena anterior.

La herramienta sónica fue programada para adquirir las formas de onda con y sin apilar por encima del intervalo entero. El tamaño del montón se alterna entre 1 y 32 también se dibuja en la primera banda en la figura III-13. El valor de coherencia va de 0.7-0.95 se muestra una correlación buena con el indicador del apilamiento. Una excepción está en 10320-10400 pies donde es agrandado y deteriorado el agujero es la razón probable para el signo de la formación degradado.

En la figura III-14 muestra el registro de densidad LWD y la variación de registro de línea haciendo una comparación de registro después de la perforación. El registro de línea anota las formas de onda y tienen un rango de banda de frecuencia más ancho y se han filtrado a la misma frecuencia como el LWD las formas de onda sónicas para la comparación.

De interés particular al inicio del intervalo a 68 pies de la carrera 2 y 3, donde se observan la compresión de la formación más débil y la llegada del fluido más fuerte en el agujero agrandado donde se perforó anteriormente la carrera de la barrena. Se nota que hay diferencia consistente entre las dos mediciones en formaciones sobrepresionadas. La tendencia muestra que las mediciones sónicas son en unos microsegundos / pie más lento que el registro de línea sónico y, además, la diferencia parece aumentar con la profundidad.

Se sabe que las mediciones sónicas son afectadas por zonas lavadas o hundimientos. Estas son causas de las mediciones Δt moderado para oscilar alrededor de los verdaderos valores de Δt la formación. La diferencia consiste entre las dos mediciones observadas en las formaciones sobrepresionadas

probablemente no sea por causa de zona lavada o por los hundimientos sino por las siguientes razones.

Primero, el agujero debe estar en condiciones optimas mientras se perfora y la necesidad del agujero una compensación al minimo. Secundo, consiste en una tendencia más lenta por las mediciones en conflicto con los efectos de zonas lavadas Δt debe marcarse las fluctuaciones compensadas (más lento o más rápidamente) alrededor de las mediciones compensados en el registro de línea.

En la figura III-16 muestra la comparación del registro de línea FMD y el registro STC para el intervalo de (9550-9820 ft).

Deducimos, por consiguiente, que la diferencia entre las dos mediciones no es causa de los diferentes métodos de procesamiento. De las colecciones de evidencias. Se concluye que los diferentes Δt se observan durante la perforación y con tiempos del registro de línea es probable de las diferentes propiedades de la formación sobrepresionadas.

Interpretación de las mediciones Δt en formaciones sobrepresionadas.

En la figura III-14 se muestra la comparación entre las mediciones lentas compresionadas del registro de línea y las mediciones del sónico LWD. Las mediciones concuerdan entre las profundidades de 8800 pies por encima de la sección sobrepresionada alrededor de 9580 pies (figura III-10). De 10200 pies ambas herramientas muestran un constante incremento en los valores de Δt por consecuencia del incremento de las presiones. Sin embargo, el registro de línea, se corrió hace dos semanas después de las operaciones de perforación.

El tiempo decrece dependiendo de Δt esto implica el modulo de compresión en la sección de lutitas sobrepresionadas dentro del radio incrementa a un menor de 12 pulgadas en el agujero. Este cambio podría ser el resultado del proceso asociado con la perforación del pozo como la deformación plástica de la lutita, aumento de la tensión eficaz vertical o ambos. Porque es debido a la permeabilidad baja, deformación de sobrepresiones se espera que la lutita sea dependiente del tiempo.

Perforando al pozo induce a las concentraciones de tensión en la lutita dentro de unas pulgadas del pozo. La presión de los fluidos de perforación es igual o mayor que la presión de poro, la presencia del pozo causará un aumento en la tensión. La respuesta del registro nos indica que la fuerza de la lutita es una disminución de la porosidad y un endurecimiento de los efectos tienden a disminuir Δt .

Esta situación podría ocurrir si la presión del fluido de perforación esta por abajo del gradiente de presión de poro. Habría una pendiente de presión de poro fuerte inicialmente cerca del pozo. Con el tiempo, la tensión eficaz vertical aumentaría con la disminución del gradiente de la presión de poro cerca del pozo.

Este mecanismo está apelando porque puede afectar el Δt de la lutita un pie o más lejos del pozo. La profundidad es lo que afecta los registros en el tiempo dependiendo de la permeabilidad de la formación, la magnitud de la diferencia de presión y el tiempo desde que el pozo fue perforado, entre otras propiedades de la roca.

El tiempo de invasión depende de los fluidos de perforación que entran en la lutita y el mecanismo de hinchar a la lutita se predice para aumentar no para disminuir así como se observa en este ejemplo.

Este comportamiento es confirmado por los experimentos en el laboratorio. Con los experimentos y la teoría se demuestra que la sustitución de la salinidad del fluido del poro es menor que la salinidad del fluido de perforación (invasión) con esto se tiende a incrementar el Δt . Por consiguiente, los dos mecanismos de hinchazón de la lutita sustituidos predicen pero no explican lo que se observa.

La información física limitada dada sobre la lutita, se concluye que el tiempo depende del aumento que causa la tensión vertical y una reducción concordante de la porosidad cerca del pozo. Mientras que se hincha la lutita en invasiones de fluidos de perforación, son mecanismos que podrían estar operando aquí.

Conclusiones.

El registro sísmico del LWD usa los datos para descubrir formaciones sobrepresionadas en el Golfo de México. Al contrario se tienden a una consolidación normal, los valores de Δt que se midieron mientras se perfora con el aumento de la profundidad y se aprovecharon los valores anormalmente altos que nos dan una indicación de formaciones sobrepresionadas.

La tendencia de sobrepresiones es confirmada por otros registros de LWD y con mediciones de perforación. Esta tendencia divergente se corrobora más allá de los registros de línea, sísmico y el neutrón, densidad, porosidad, donde fueron adquiridos durante dos semanas después de la perforación.

Se observa que el registro de línea LWD, con las mediciones del sísmico muestra una semejanza en los resultados en el intervalo sobre las formaciones sobrepresionadas. La información física limitada dada con el tiempo depende de la disminución de Δt (o incremento de la velocidad) podría causarse por un aumento de tensión y una reducción de la porosidad cerca del pozo.

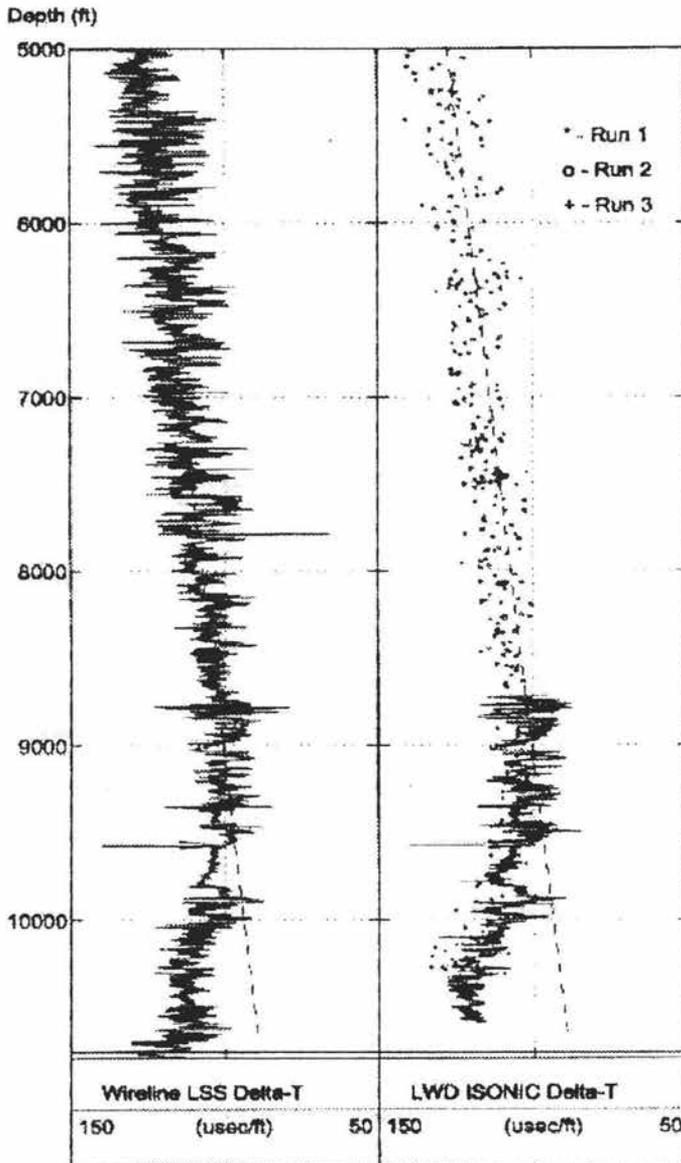


Figura III-10. El registro de línea y el registro sónico de LWD obtenido durante el viaje y durante la perforación.

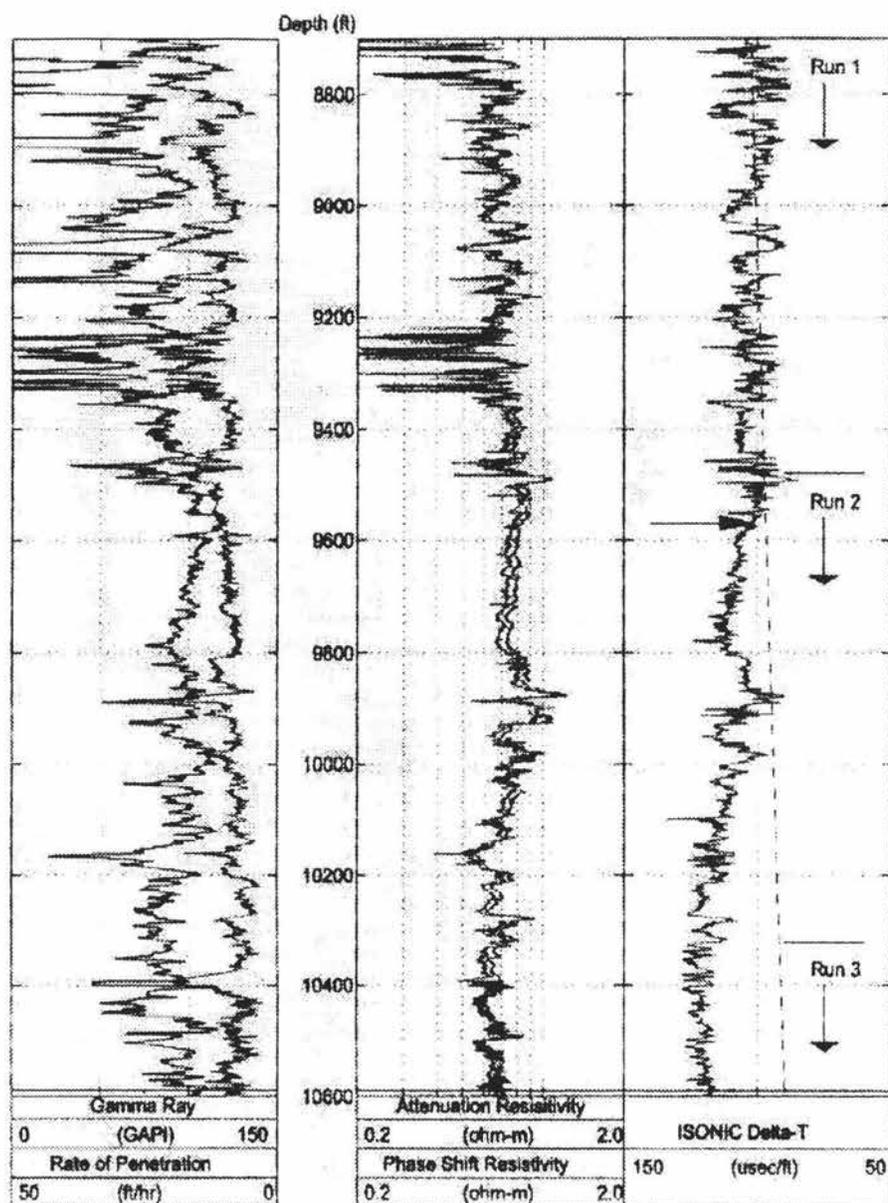


Figura III-11. Ritmo de penetración y rayos gamma en la banda 1, la fase de CDR y la atenuación de la resistividad en la banda 2, y el registro sísmico LWD obtenido durante la perforación banda 3.

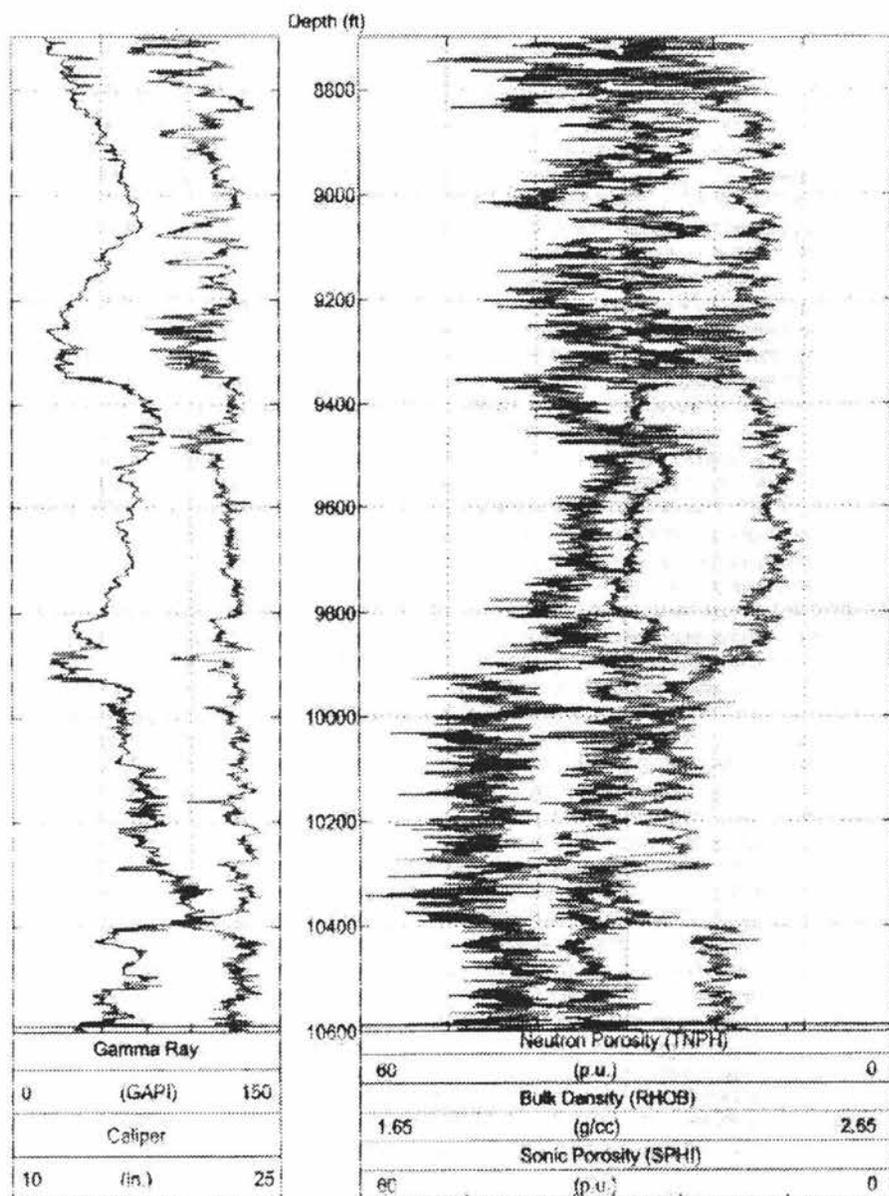


Figura III-12. La calibración del registro de línea y sónico de porosidad de neutron y el registro de densidad obtenido después de 2 días de perforación.

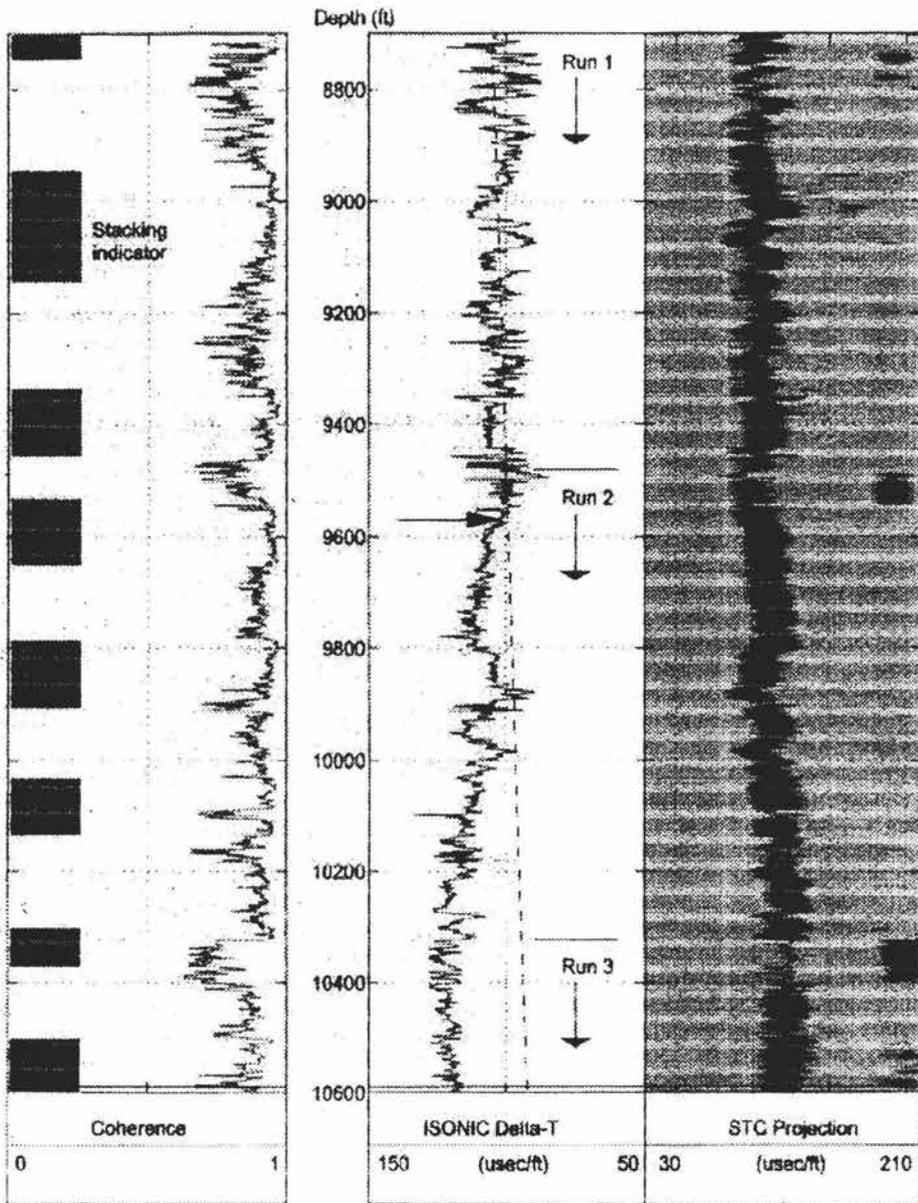


Figura III-13. Registro sónico de LWD con indicador de control cualitativo.

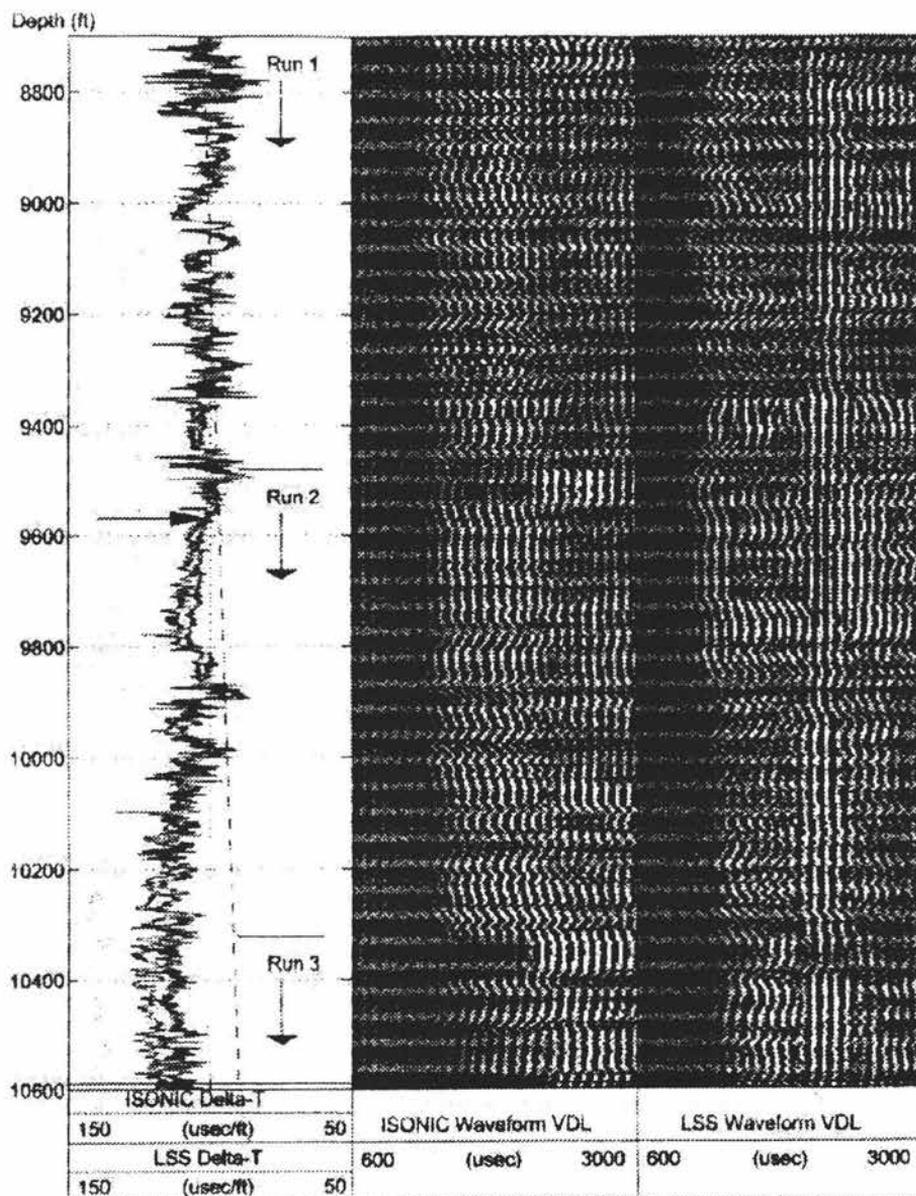


Figura III-14. Registro LWD y el registro sónico de línea (banda 1) y las formas de onda VDL (banda 2 y 3), respectivamente

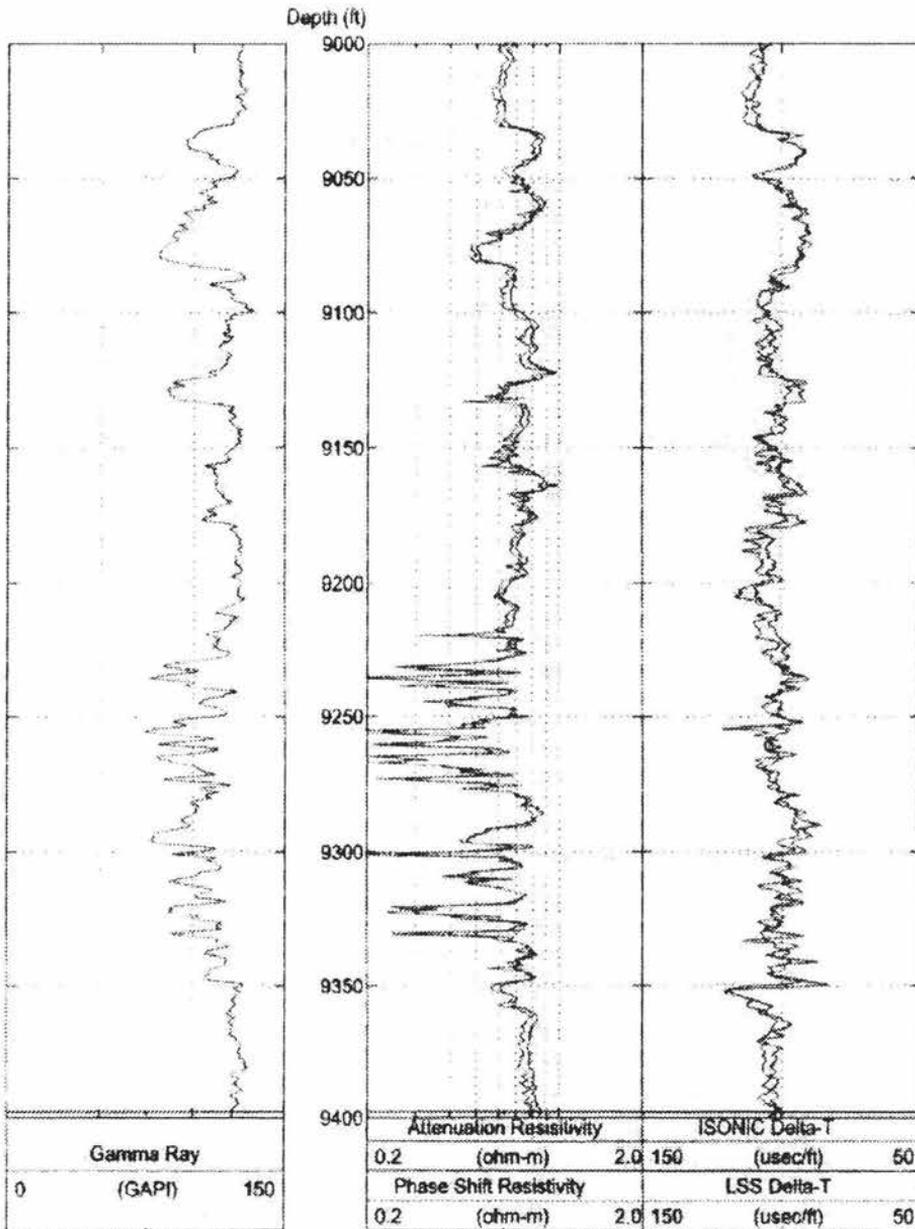


Figura III-15. Rayos gamma, y la fase de atenuación y el registro sísmico LWD a una profundidad de 9000 – 9400 pies

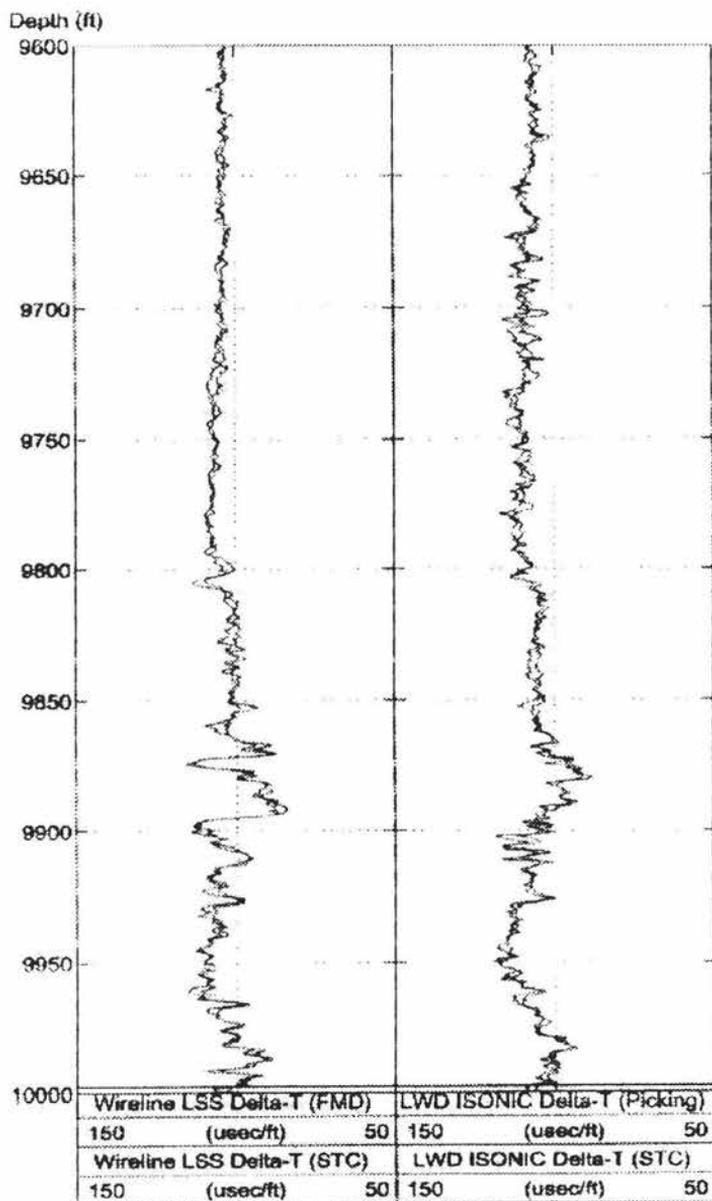


Figura III-16. Comparación del registro de línea con el registro sísmico LWD obtenido por diferentes métodos de procesamiento.

CAPITULO IV

PROCESO DE REGISTRO DE LA FORMACIÓN MIENTRAS SE PERFORA (LWD)

IV.1 INTRODUCCIÓN

Este tipo de herramienta esta diseñada para operar con una variedad de sondas LWD. Como ya se menciono anteriormente estos registros nos sirven para tener una evaluación temprana de la formación durante las operaciones de perforación en pozos verticales o pozos horizontales pero más que nada tiene la intención de tener un mejor control de la perforación teniendo los registros en tiempo real.

En este capitulo veremos rápidamente las herramientas con que cuenta el LWD para hacer mediciones y registrar los diferentes parámetros de la formación, estas herramientas son dos de ellas: La herramienta de **resistividad dual compensado (CDR)** y la herramienta de **densidad neutrón compensado (CND)**.

Para estas herramientas revisaremos su función y que es lo que miden cada uno de estos. También mencionaremos algunos de los sensores que se alojan por dentro de la sarta en cada una de las herramientas que son los que nos van a proporcionar información de la formación.

Por otra parte revisaremos otros tipos de registros con otras funciones que también son importantes, ayudan a obtener otro tipo de información de la formación y a visualizar y analizar problemas imprevistos y ajenos al pozo durante las operaciones de perforación.

IV.2 EQUIPO Y HERRAMIENTA DE LWD.

La herramienta de LWD esta compuesto por dos sistemas, la herramienta CDR Y CDN, donde tienen especificaciones mecánicas para varios diámetros, se puede ver en la tabla IV-1, estos sistemas de LWD se combinan para tener una amplia gama de mediciones y registros mientras se perfora en tiempo real.

La configuración típica del sistema MWD – LWD esta compuesto por varias partes de abajo hacia arriba tenemos; la barrena, motor de desplazamiento positivo (PDM), la herramienta de CDR, un sensor que mide y registra el peso y torque sobre la barrena, el sistema de MWD, un estabilizador, la herramienta CDN y la sarta de perforación, esta configuración se muestra en la figura IV-1.

Herramienta de resistividad dual compensado (CDR)			
Especificación	6.5 pulg de D.I	8 pulg de D.I	9.5 pulg de D.I
Peso	2000 lb	3000 lb	5000 lb
Longitud	22 ft	22 ft	22.5 ft
Temperatura máxima	300 ⁰ F	300 ⁰ F	300 ⁰ F
Peso máximo en la barrena	63,000,000/L ²	140,000,000/L ²	300,000,000/L ²
Velocidad de flujo máximo	600 gpm	850 gpm	1400 gpm
Presión de operación máximo	18,000 psi	18,000 psi	18,000 psi
Severidad pata de perro máximo			
Rotacional	4.5 ⁰ /100 ft	4 ⁰ /100 ft	3 ⁰ /100 ft
Deslizamiento	16 ⁰ /100 ft	16 ⁰ /100 ft	11 ⁰ /100 ft
Conexiones	5.5 pulg API-NC-50	6.625 pulg API REG	7.625 pulg API REG

Herramienta de densidad de neutrón compensado (CDN)		
Especificación	6.5 pulg de D.I	8 pulg de D.I
Peso	2000 lb	3000 lb
Longitud	30.6 ft	30.6 ft
Temperatura máxima	300 ⁰ F	300 ⁰ F
Peso máximo en la barrena	61,000,000/L ²	140,000,000/L ²
Velocidad de flujo máximo	600 gpm	850 gpm
Presión de operación máximo	18,000 psi	18,000 psi
Severidad pata de perro máximo		
Rotacional	4.5 ⁰ /100 ft	4 ⁰ /100 ft
Deslizamiento	16 ⁰ /100 ft	16 ⁰ /100 ft
Conexiones	5.5 pulg API-NC-50	6.625 pulg API REG

Tabla IV-1. Se muestran las especificaciones mecánicas de las herramientas CDR y CDN.

Ahora para poder identificar los componentes CDR y CDN se muestra en la figura IV-2. Para la herramienta CDR contiene sensores de resistividad y rayos gamma espectral y para la herramienta de CDN cuenta con el sensor de densidad y porosidad de neutrón. Y en la parte derecha de esta figura vemos la sarta en forma esquemática desde la herramienta MWD, el sensor de modulación, sensor de dirección e inclinación, la sección de potencia y el sensor de peso y torque sobre la barrena.

Ahora con más detalle abarcaremos cada uno de estos para tener un mejor punto de referencia de estas herramientas de registro mientras se perfora (LWD).

Vemos que en la parte izquierda de la figura se encuentra la herramienta CDN compuesto por sensores, estabilizadores, sistema de potencia y electrónicos que hacen el registro de los datos necesarios en la superficie en tiempo real.

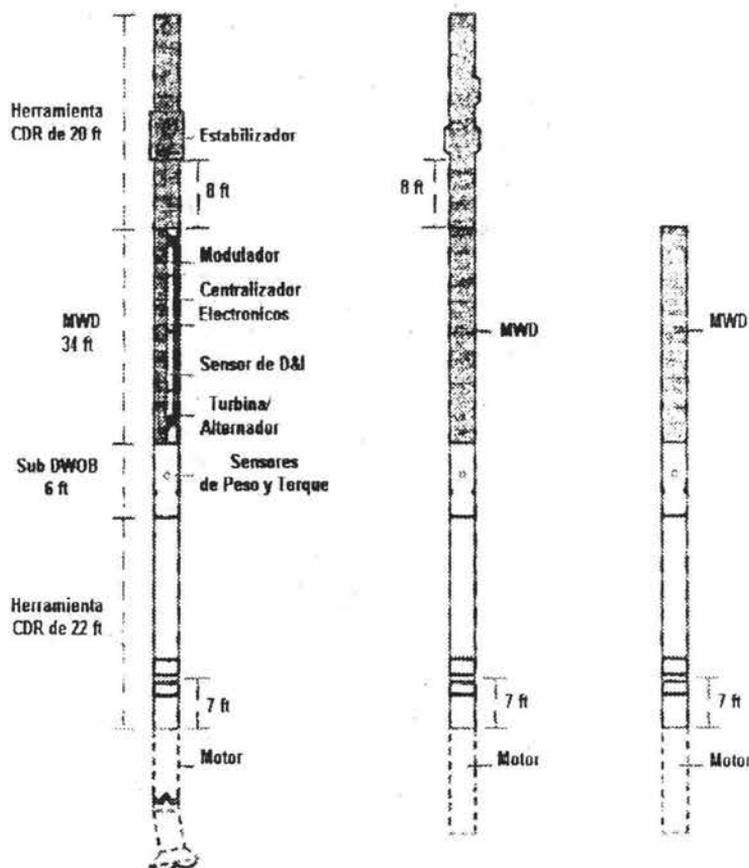


Figura IV-1. Configuración típica de las herramientas MWD / LWD.

En la parte derecha se ve la herramienta CDR donde también cuenta con baterías como fuente de energía, electrónicos y transmisores – receptores para el registro de las propiedades de la formación. Figura IV-3.

Por otra parte, empezaremos por describir el primero de ellos:

Resistividad dual compensada (CDR). Las mediciones cuantitativas tempranas ayudan a ahorrar tiempo y reducir costos. Este sistema está diseñado

para operar con una variedad de herramientas LWD. El CDR estableció los estándares de LWD en los 80s cuando se introdujeron.

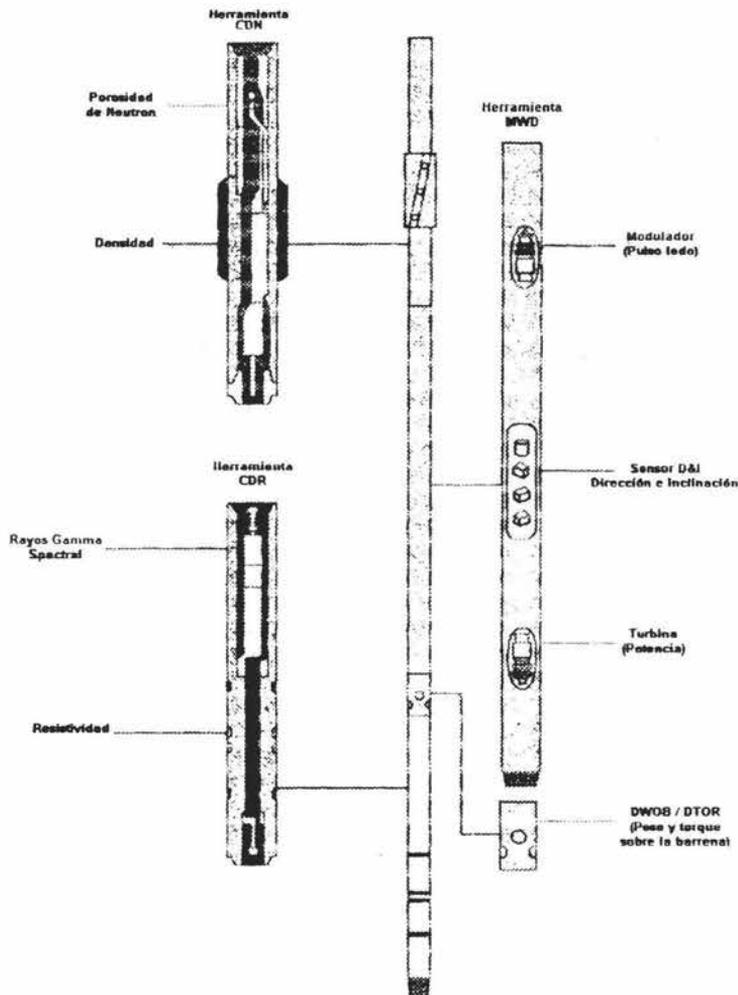


Figura IV-2. Sistema de herramientas MWD – LWD

La herramienta CDR, realiza mediciones espectrales de rayos gamma así como mediciones de resistividad compensada con dos profundidades de investigación que permiten efectuar una correlación, definición de límites de estratos y detección de hidrocarburos en todo tipo de lodos. El CDR complementa a la herramienta de **resistividad en la barrena (RAB)** para cubrir todo el rango de resistividades con precisión.

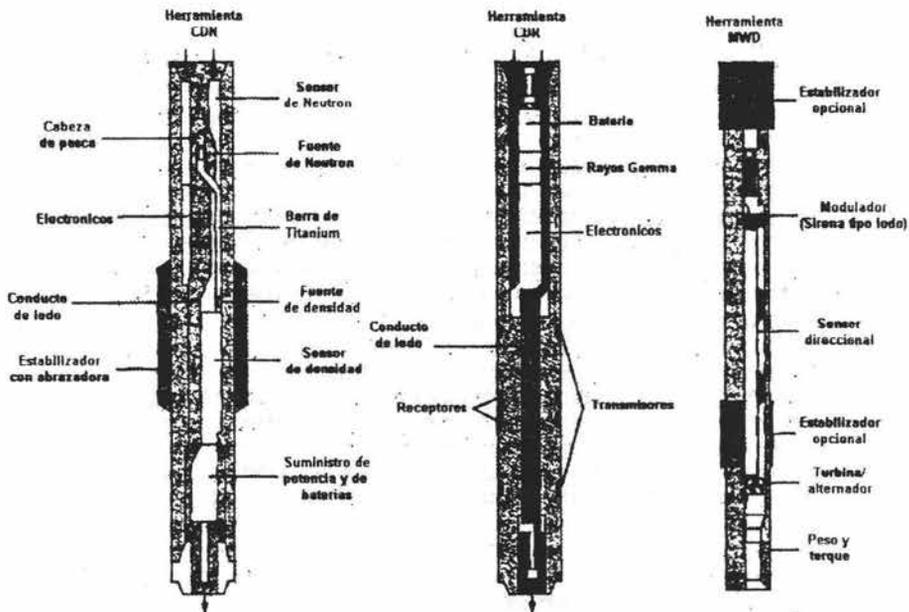


Figura IV-3. Se muestra por separado los componentes de LWD

Las dos profundidades de investigación son: una superficial de (20 a 45 pulgadas) y la otra profunda de (35 a 65 pulgadas) que aseguran la detección de invasión de lodo, donde indican las zonas permeables y contactos agua-aceite y permiten la determinación de resistividad real de la formación. Las mediciones permiten correlación precisa vertical y lateral mientras se perfora y ayudan al perforador a determinar puntos donde se encuentra tubería de revestimiento y núcleos, así como identificar marcadores geológicos y localizar puntos de desviación verticales.

Una mayor ventaja del CDR es su habilidad de medir resistividad real en estratos tan pequeños a tal solo 6 pulgadas antes de que ocurra la invasión. Una vez que estas camas son invadidas, no hay ningún otro método confiable de obtener la resistividad real.

La herramienta transmite a 2 MHz con onda electromagnética y mide el cambio de la fase y la atenuación de la onda entre dos receptores. Estas cantidades son transformadas en dos resistividades independientes que proporcionan las dos profundidades de investigación. El cambio de la fase se transforma en una resistividad poco profunda (**Rps, para la resistividad del cambio de la fase poco profundo**); la atenuación se transforma en una resistividad profunda (**Rad, para la resistividad de la atenuación profunda**).

La herramienta CDR tiene transmisores en la parte superior y en la parte inferior que disparan alternadamente ver figura IV-4. El promedio de éstos cambios de fase y atenuaciones para el ascendente y propagación de las ondas que se extiende hacia abajo proporcionan una medición con agujero compensado similar al principio de la herramienta sónico compensada del agujero.

La reducción del agujero compensado reduce al agujero efectos de rugosidad, que responde a una mejora vertical, incrementando la medición exacta y mantiene el control de la calidad del registro. El diámetro del agujero eléctrico se computa con los datos de CDR y se usa como entrada para la corrección del tamaño del agujero.

Con la herramienta CDR es posible detectar estratos de 3 pulgadas (7.5 cm). Sin embargo, porque debido a los efectos de la parte plana del estrato, Rps y Rad leerán demasiado bajo en la parte delgada, la resistividad del estrato con la conductividad de la parte plana del estrato, y una pequeña corrección para el espesor del estrato se requiere obtener la verdadera resistividad, Rt.

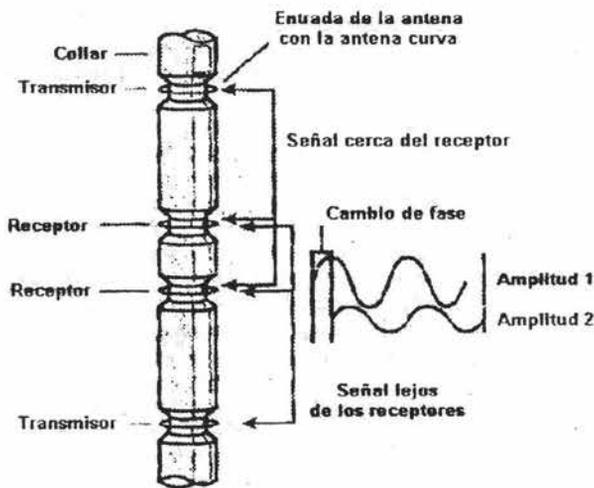


Figura IV-4. Esquemáticamente se muestra parte de la herramienta CDR donde están de hilera los receptores y transmisores.

Densidad de neutrón compensado (CDN). La compañía Schlumberger fue el primero en hacer mediciones de densidad neutrón durante la perforación con la introducción del CDN en 1987. El CDN provee una medición de neutrón compensada y corrige factores del medio ambiente y una medición compensada de lito – densidad.

El CDN ordena conteos de densidad en cuadrantes azimutales al girar las **conexiones de fondo (BHA)** en el agujero. Cuando el CDN es usado con un estabilizador de calibre cercano, en buenas condiciones del agujero, todos los cuadrantes proveen mediciones cuantitativas de densidad.

Si la herramienta es utilizada lisa, el cuadrante bajo provee el mejor contacto con el piso del agujero y por lo tanto se mejora la densidad. Las mediciones azimutales también reducen la sensibilidad a la rugosidad del agujero y evitan el trabajo de adivinar a partir de la geonavegación. Una medición compensada de neutrón, es corregida por el medio ambiente en el campo.

El nuevo **VISION densidad neutrón**, ha ampliado las aplicaciones de las mediciones de densidad al proveer imágenes del agujero. El sistema ordena conteos en 16 sectores azimutales y computa una densidad para cada uno.

Las imágenes son un medio fácil y eficiente de interpretar datos complejos al momento de ser usados para determinar la estructura, e identificar límites de estratos y formaciones heterogéneas. **VISION densidad neutrón** mantiene ambas mediciones de densidad y neutrón en cuadrantes, corregidas por el medio ambiente como el **ADN (Neutrón de densidad azimutal)**.

La herramienta ADN.

La herramienta ADN densidad neutrón azimutal provee porosidad de neutrón aparente, densidad de la formación y datos del factor fotoeléctrico para caracterizar la porosidad de la formación y la litología.

Estas mediciones nucleares son compensadas por efectos del agujero con mayor exactitud. Las mediciones azimutales de la roca y propiedades del fluido en todos los cuadrantes proveen más exactitud en la evaluación de la formación, mejor identificación de reservas y nuevas capacidades de diagnóstico.

Los contactos entre los fluidos pueden ser determinados en tiempo real mientras se perfora. Las zonas de gas también pueden ser detectadas muy temprano con un calibrador ultrasónico. La fuente radioactiva del ADN está contenida dentro del collar y están conectadas la una a la otra mediante una varilla de titanio, de manera que pueden ser fácilmente pescadas con cable a través de la tubería de perforación.

El ADN está equipado de un calibrador ultrasónico que provee una precisa lectura de la centralización de la herramienta en el agujero perforado. Esta medición no proporciona una determinación precisa del tamaño del agujero, sino también datos que pueden ser usados para corregir las mediciones nucleares por efecto del agujero.

Las mediciones físicas hechas por la herramienta CDN son similares a los correspondientes registros de línea. Para las mediciones de porosidad neutrón, se emiten neutrones de las fuentes americio - berilicio (AmBe) para proveer neutrones con energías iniciales con rapidez. La cantidad de hidrógeno en la formación, en forma de agua o aceite, principalmente controla la velocidad de los neutrones que reducen la velocidad de la energía termal. Los neutrones se detectan cerca y lejos del espacio de los detectores, y con la velocidad de procesamiento se usa para la compensación del agujero.

La energía de los neutrones en los detectores tiene un componente epitermico porque un porcentaje alto de flujo de neutrón térmico que es absorbido a través de un paso estrecho de 1 pulgada (2.5 cm) de la pared de acero del tubo lastrabarrena. Esto principalmente el detector epitermico elimina efectos adversos causados por los absorbentes del térmico prácticamente en el agujero o en la formación.

INTERPRETACIÓN EN TIEMPO REAL.

Los datos de interpretación para MWD – LWD están disponibles para efectuar decisiones operacionales con el personal o en la oficina cuando el sistema de la superficie es capaz de transmitir. La interpretación consiste en tres programas:

1. MEL (Registro de eficiencia mecánica).
2. SPIN (Indicador de tubería pegada).
3. PERT (Evaluación de la presión en tiempo real).

Estos programas son corridos en la computadora en tiempo real desde la superficie por el Ingeniero de MWD – LWD. La evaluación de PERT puede correrse en tres tiempos sucesivos porque se dispone de información adicional. En la figura IV-5 se muestra el diagrama de flujo para los siguientes niveles de interpretación. Se explicaran cada uno de los niveles con los programas que anteriormente se mencionaron.

Primero al nivel de la barrena.

El programa SPIN usa mediciones de peso y torque del fondo y de la superficie para determinar los coeficientes de fricción que los caracteriza la interacción entre las conexiones de fondo (BHA) y de la formación.

El programa MEL usa datos de peso y torque sobre la barrena para controlar la eficiencia de perforación y desgaste de la barrena. Este programa es también un excelente indicador de problemas de bloqueo de conos en las barrenas y para medir la formación, que es la entrada de datos del programa PERT.

Los resultados proporcionan las primeras indicaciones del cambio en la litología, y, además, a estos niveles proporcionan las primeras indicaciones en el cambio de la presión de poro.

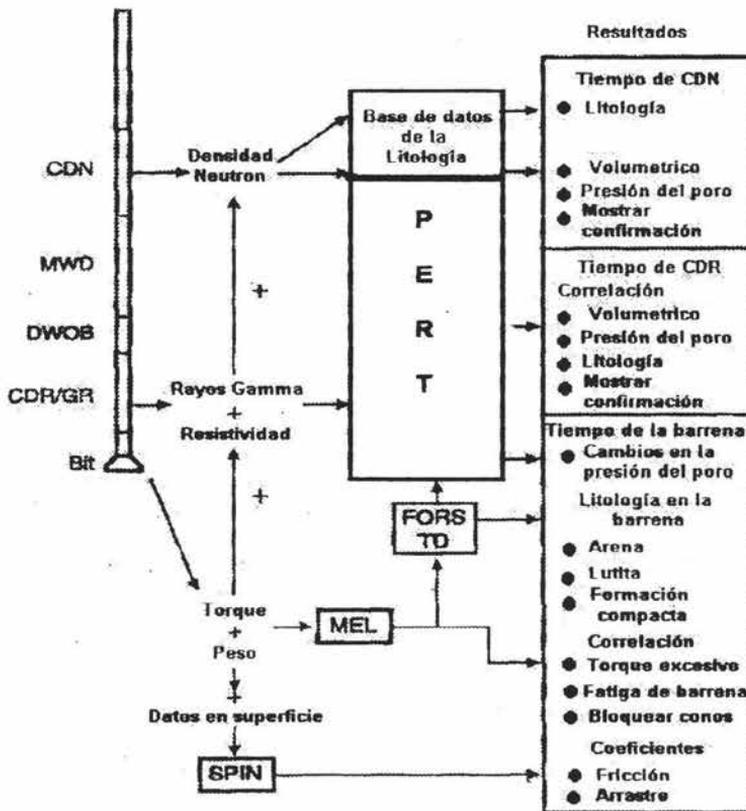


Figura IV-5. Diagrama de flujo de interpretación mediante el proceso PERT.

Ahora al nivel de la herramienta CDR.

Al nivel de CDR, el programa PERT incluye datos de rayos gamma y de resistividad. El primer análisis en llevarse a cabo es el volumétrico, la discriminación de la litología es detallada, y se hacen las primeras evaluaciones cuantitativas de la presión de poro. En zonas potencialmente productoras son a menudo detectadas a este nivel.

La correlación puede ser en la mayoría una aplicación importante a este nivel. La perforación tiene específicamente objetivos geológicos o objetivos de perforación, que pueden tomar como marcador geológico para la perforación

direccionales, puntos de núcleos, puntos de tubería de revestimiento o en objetivos del yacimiento. Las mediciones de resistividad y de rayos gamma a menudo proporcionan bastantes datos para dar al objetivo penetrado como indicador positivo.

Por último al nivel de la herramienta de CDN.

Los datos de densidad neutrón son sumados previamente para entrar al programa PERT. También, los datos de registro de lodo como una descripción cortante y el control de gas pueden ser usados para mejorar la interpretación. Usando la base de datos de la litología local en tiempo real, se podrá determinar con más exactitud la litología. Consecuentemente, a mayor exactitud en el análisis de la formación y mejora de la presión de poro se evalúan los resultados. Por otra parte, a continuación describiremos con más detalle cada uno de los programas de computación.

Registro de eficiencia mecánica (MEL).

El registro MEL proporciona información en tiempo real de la fatiga de la barrena y controla el torque excesivo debajo del sensor **peso sobre la barrena (DWOB)**. Las mediciones de peso y torque son compensadas para la temperatura, presión diferencial, efectos de torcimiento y efectos de cruzado de peso / torque. El ROP es un indicador de eficiencia de perforación, aunque él puede siempre interpretarse propiamente en términos de cambios en la formación, fatiga de la barrena o ineficiencia de la barrena es debido a los numerosos parámetros que lo afectan.

El programa MEL normaliza todos los parámetros que afectan las mediciones básicas de torque y ROP. Por ejemplo, el peso en la barrena, la velocidad rotacional en la barrena y el diámetro de la barrena fuertemente influye en el torque en la barrena. La normalización básica del torque (TD) se define como:

$$\frac{DTOR}{DWOB * d}$$

y satisface la relación,

$$\frac{DTOR}{DWOB * d} = A1 * E + A2 * \sqrt{RD},$$

Donde A1 y A2 son, respectivamente, los acanales, E es la eficiencia en la barrena expresado de 0 a 1 (eficiencia máxima), y RD es (ROP / RPM * d), donde d es el diámetro de la barrena. En la figura IV-6 se muestra gráficamente la representación del modelo demostrado por pruebas de laboratorio usando tamaños estándar en equipos de perforación y barrenas.

El valor de TD esta por encima de la eficiencia normal, como estabilizador al principio del viaje de la barrena, indicando torque excesivo.

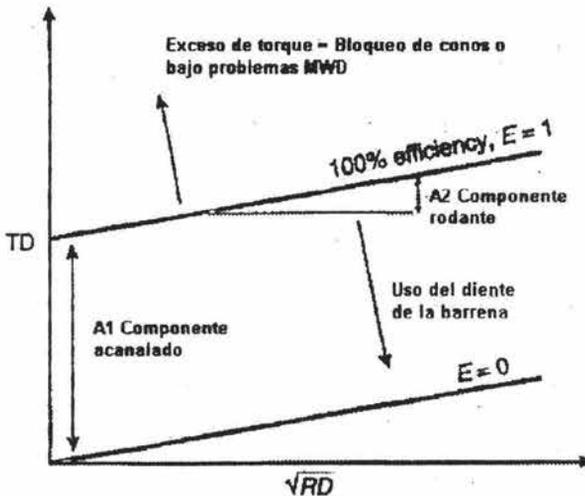


Figura IV-6. Representación gráfica en el modelo MEL.

Otro parámetro que se estima por este modelo en el programa FORS, es que normaliza el peso, en revoluciones por minuto (rpm), (ROP), y el diámetro de la barrena y el uso. Lo acepta la constante litología (normalmente lutitas) y la constante de porosidad:

$$FORS = \left(\frac{DWOB * RPM}{ROP * d} \right) * 40 * A1 * E$$

FORS es afectado por los cambios en la litología, porosidad y presión de poro y, por consiguiente, es el indicador primario para estos cambios.

En la figura IV-7 se muestra el resultado del programa MEL con FORS y ROP. La curva de ROP no realiza correlación con el registro de rayos gamma (GR). Sin embargo, la correlación entre el registro de GR y FORS es evidente, y la curva de FORS, muestra los límites de los estratos.

En la figura IV-8 se muestra un ejemplo de este programa MEL. La **eficiencia aparente (EDN)** muestra un declive firme asociado con el uso del diente de la barrena. Por debajo de 13500 ft, FORS indica cambio en la litología, después con el registro de GR se confirma. A 13700 ft, el torque excesivo y el EDN muestra un repentino incremento entonces se confirma el bloqueo de los conos de la barrena.

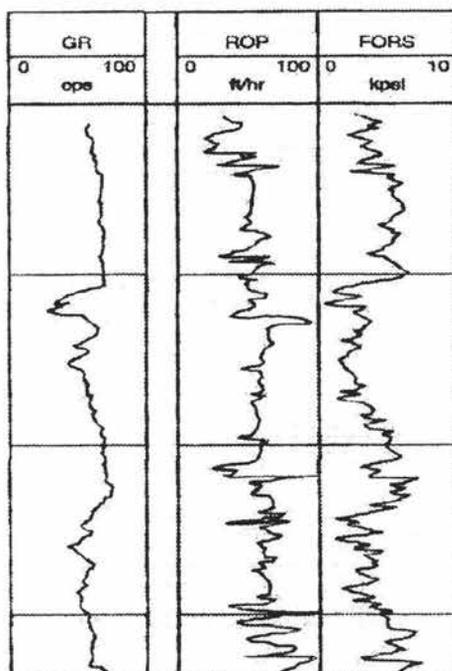


Figura IV-7. Resultado del registro MEL.

Este es el primer aviso de un problema para salvar la perforación. La simple curva de la litología, derivado por FORS y EDN, es usada para marcar los cambios de litología. Básicamente, cuando la curva porosa desviada esta allí es torque excesivo y la fuerza de la formación es baja, y cuando se cambia a denso el torque es bajo y la fuerza de la roca es alta.

El programa MEL tiene algunas limitaciones como: usar barrena de **diamante policristalino compacto (PDC)** porque al perforar es diferente. Sin embargo, la eficiencia de perforación de las barrenas PDC mejoran usando MEL de TD y FORS. La optimización del ROP cuando se usa barrena PDC es lograda para determinar el óptimo torque de fondo.

Este particularmente es importante cuando la perforación direccional usa motores direccionales en el modo de deslizamiento. En este instante, se controla en la superficie el torque que es irrelevante, pero las mediciones del torque de fondo son inapreciables.

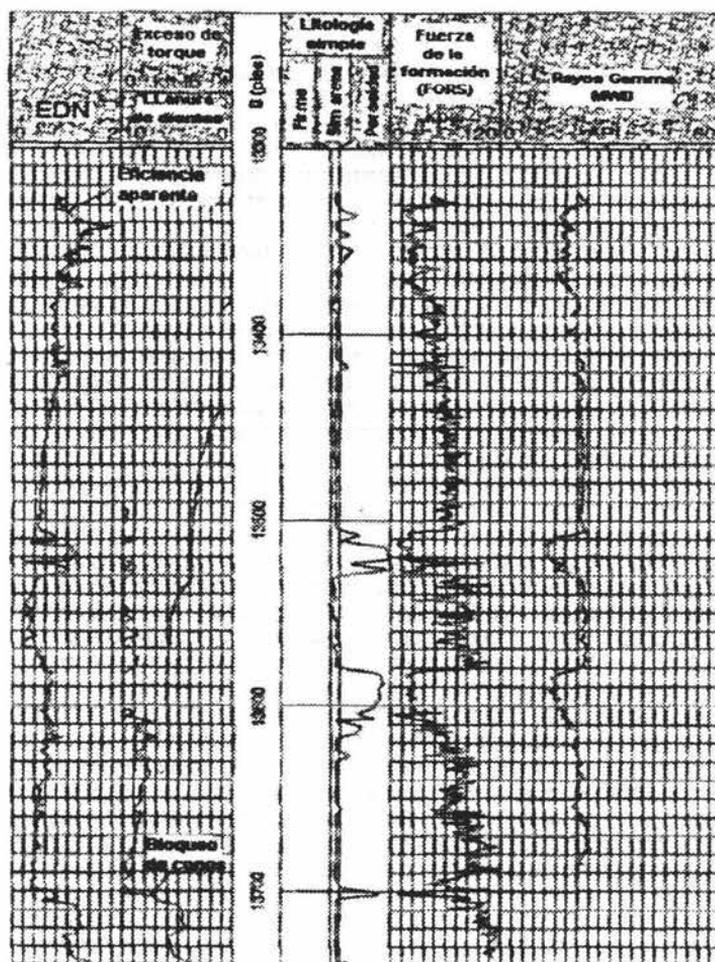


Figura IV-8. Resultado del registro MEL.

Indicador de tubería pegada (SPIN).

El programa SPIN controla las pérdidas de energía en la superficie creadas por la fricción entre la sarta de perforación y el agujero. Estas pérdidas de energía deben de minimizarse para optimizar el proceso de perforación. Ambos coeficientes de fricción (arrastre) y rotatorio, son resultados del programa SPIN. La figura IV-9 se ilustra el modelo SPIN. Empezando por la superficie, la sarta de perforación es analizada, de sección a sección, por las fuerzas laterales aplicadas en cada elemento.

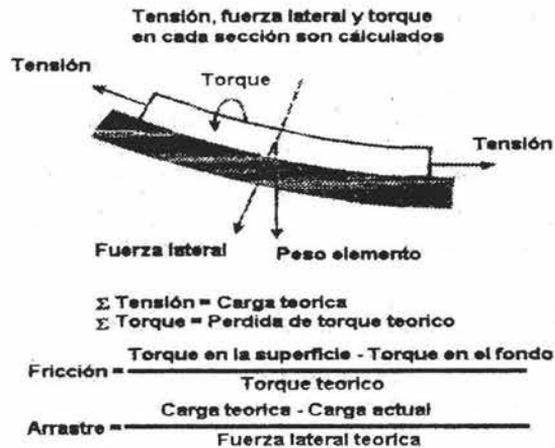


Figura IV-9. Modelo del programa SPIN.

Formando el elemento finito, produciendo la suma de todas las fuerzas laterales y las fuerzas de tensión. Estas sumas son comparadas con la eficaz diferencia entre las mediciones en la superficie y mediciones de fondo por el peso y torque.

En la figura IV-10 se muestra un ejemplo del programa SPIN en un pozo altamente desviado en las curvas de GR y ROP en la banda 1. En la banda 2 contiene datos crudos de peso sobre la barrena DWOB y peso sobre la barrena en la superficie (SWOB). El torque en el fondo del pozo (DTOR) y el torque en la superficie (STOR) son visualizados en la banda 3, con el arrastre y la fricción, que son los resultados del programa SPIN en la banda 4.

El arrastre se incrementa durante cada junta de la tubería y decrece ligeramente en cada conexión. El arrastre gradualmente se incrementa, indicando un decremento del peso en la barrena. Estas anomalías son debido a la perdida alta de agua en el lodo y puntos de riesgo donde se pegan la tubería.

El programa SPIN tiene múltiples aplicaciones en todo lo relativo a los mecanismos de perforación. En pozos desviados, entre la fricción y la sarta de perforación y el pozo son aun más grandes los problemas.

Este programa predice la fricción en la etapa de planeación del pozo. Durante la perforación, el programa SPIN controla el resultado actual contra el plan en tiempo real y resalta cualquier desviación normal y indicando los problemas de perforación.

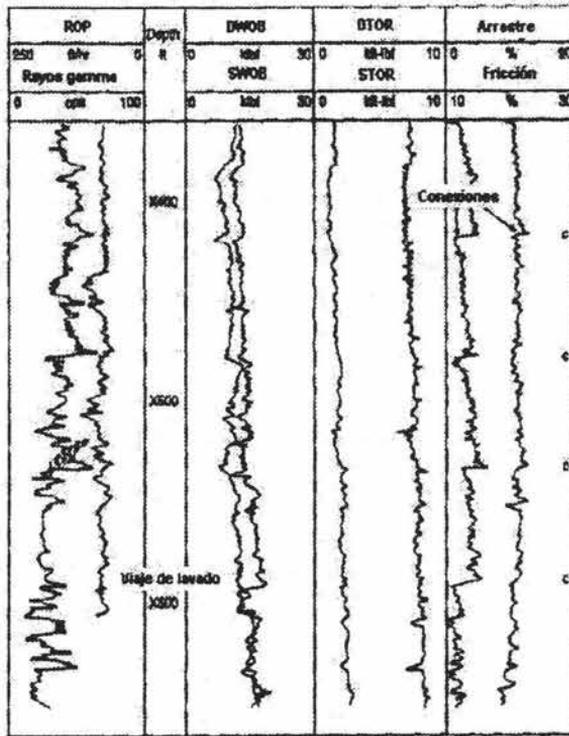


Figura IV-10. Resultado del registro SPIN.

Evaluación de la presión en tiempo real (PERT).

El programa PERT integra todas las mediciones de MWD / LWD para evaluar la presión haciendo una interpretación global.

Una de las principales aplicaciones del análisis de la formación, en tiempo real es la evaluación de la presión. Esta información es usada para prevenir manifestaciones y reventones del pozo para un manejo adecuado del lodo hidráulico. En yacimientos con sobrepresión son a menudo asociados en las lutitas (a través de zonas de transición) donde puede ser de múltiples orígenes.

En la mayoría una de las causas de lutitas sobrepresionadas es la baja compactación. Esto ocurre cuando la capa sello de la roca o la falta de sello evita que escapen los fluidos del poro durante la sedimentación. Cuando la sedimentación es rápida y la permeabilidad es suficientemente baja, los fluidos pueden escapar entonces la presión de sobrecarga incrementa.

La sedimentación se da con la profundidad, por consiguiente, las lutitas sobre compactadas tienen porosidades altas que son lutitas compactadas normales. Porque los fluidos son incompresibles virtualmente, se debe mantener esa presión agregada; por consecuencia, la relación fuerte que existe entre la presión de poro en las lutitas sobrecompactadas es la porosidad.

Por lo tanto, la determinación de la porosidad de la lutita con el programa también proporciona un indicador en la presión de poro. En la figura IV-11 se ilustra el modelo de la formación que usa PERT. Basado en el modelo con doble agua para la interpretación de registros de línea, en este incluye factores no conocidos contra la porosidad sobrepresionada (ϕ_{op}).

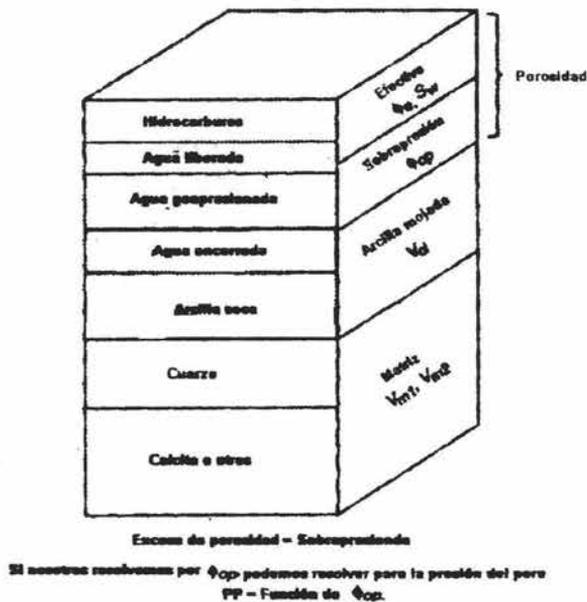


Figura IV-11. Modelo de la formación por el proceso de PERT.

Basado en el modelo, se establece datos no conocidos a demostrar con la porosidad efectiva (ϕ_e), saturación de agua (S_w), volumen de arcilla mojada (V_d) y volumen de la matriz de la roca seca (V_{ma}). En la figura IV-12 se suman el conjunto de datos no conocidos, datos conocidos y restricciones definidas en el modelo global.

Las restricciones, son: la porosidad máxima, contenido de arcilla máxima y saturación de agua en las lutitas, se usan para minimizar el subprograma.

Desconocidos	Restriciones
$V_{cl}, \phi_s, \phi_{op}, V_{ma}, S_w$	$V_{cl} + \phi_s + \phi_{op} + V_{ma} = 1$ $S_w = 100\%$ en lutitas
Mediciones	
Desde CDR rayos gamma $GR = f(V_{cl}, V_{ma})$ Por MWD, DWOB y ROP Fuerza de la formación (FORS) $= f(V_{cl}, \phi_s, \phi_{op}, \text{presión del poro}, V_{ma}, \text{peso del lodo}, \text{presión del lodo})$ Por CDR Resistividad = $f(\phi_{op}, V_{cl}, \phi_s, S_w)$ Por CDN Densidad = 1 } $(\phi_{op}, V_{ma}, V_{cl}, \phi_s, S_w)$ Neutron = 1 }	

Figura IV-12. Parámetros del modelo global.

Una vez determinada la porosidad de sobrepresión, (ϕ_{op}) , se convierte entre (ϕ_{op}) y es aplicado a la presión de poro. Esta transformación es en base en dos ecuaciones empíricas establecidas hace 30 años por W. W. Rubey y M. K. Hubbert, cuando trabajaba por la relación de porosidad y profundidad en lutitas normales compactadas, y M. A. Biot, quien mostró la relación entre la fuerza del grano de la roca y la presión de poro. La siguiente ecuación se aplica a ambiente de terciario deltaico:

$$\log\left(1 + \frac{\phi_{op}}{\phi_{norm}}\right) = k(P_{op} - P_{norm})$$

Donde ϕ_{norm} es la porosidad normal de la lutita si se hace consideración de la profundidad de sedimentación, P_{norm} esta asociada con la presión de poro en lutitas normalmente compactadas, y la k es la constante para el área.

Con este nivel de interpretación de RG y nivel de resistividad. Se hace un buen calculo global para evaluar la porosidad. Se recomienda minimizar el conjunto de serie de sensores de MWD / LWD para hacer una evaluación razonable de la porosidad y, consecuentemente, la evaluación razonable de la presión de poro sobre DWOB / GR / CDR (peso sobre la barrena, rayos gamma y la herramienta de resistividad respectivamente).

SENSORES DE LWD.

Ahora vamos a revisar los sensores que se alojan en el tubo lastrabarrena de la herramienta de LWD, y que nos ayudan a registrar las mediciones para cuantificar los parámetros petrofísicos de la formación y tener un mejor control en la perforación direccional y en pozos verticales.

Los sensores de LWD proporcionan información petrofísica similar a la que se obtiene con las herramientas de registros de línea en agujeros abiertos pero con sumo beneficio para proporcionar datos en tiempo real y adquirir datos preliminares de invasión o de zona lavada.

En el mercado existe una variedad de sensores con diferentes características para un uso en particular o en diferentes aplicaciones según lo que el cliente desee de dicha herramienta. En este trabajo solo revisaremos algunos de los sensores más importantes que se usan en el campo laboral.

Mencionaremos los sensores en forma breve, posteriormente se explicaran con mas detalle.

El sensor de rayos gamma dual (DGR), proporciona mediciones de rayos gamma en la formación. Aunque este sensor proporciona calidad en los registros de línea de los registros de rayos gamma, el sensor (DGR) también tiene la capacidad azimutal para aplicaciones de direccionamiento.

El sensor EWR PHASE-4, proporciona mediciones de resistividad, de la familia **PHASE-4** de propagación multi-espaciamiento de resistividad. Estas herramientas proporcionan 8 mediciones independientes de resistividad de la formación para 4 diferentes espacimientos de transmisor – receptor (4 mediciones de cambio de fase y 4 mediciones de atenuación).

Este sensor esta disponible para registrar agujeros de 3 5/8 a 30 pulgadas de diámetro y pueden operar en lodos de base agua y base aceite, como en pozos perforados con aire.

Este sensor que interpreta mediciones de resistividad incluye:

- Modelos de anisotropía inversa para estimar la respuesta de interpretación de R_v y R_h (resistividad vertical y horizontal respectivamente) en la formación anisotrópica.
- Modelos de invasión inversa para estimar la respuesta de interpretación de R_{xo} , R_t y D_i en la formación invadida.
- Modelos de direccionamiento hacia delante para estimar la espera de respuesta del registro para la trayectoria del pozo imputable a través del perfil específico de la resistividad de la formación.
- Corrección para efectos del agujero.

Sensor acústico bimodal, (BAT), mide la velocidad de la onda acústica que viaja a través de la formación para el esfuerzo cortante y de compresión, $(\Delta t_c \text{ y } \Delta t_s)$, lo proporciona la herramienta sonora con acústico bipolar.

La herramienta BAT esta disponible en tamaños de 4 3/4, 6 3/4, 8 y 9 1/2, pulgadas y en los registros pueden ir en agujeros de 5 7/8, hasta 20 pulgadas de diámetro. La configuración es de una serie de elementos, dos transmisores y 7 elementos de recepción en la herramienta de BAT que proporcionan una velocidad de señal de ruido, donde se incluyen estas aplicaciones:

- Interpretación de la presión de poro en tiempo real.
- Sismógrafo sintético en tiempo real.
- Porosidad.
- Detección de gas sobre V_p / V_s .

Sensor de porosidad neutrón y de densidad en la formación, están disponibles en tamaños de 4 3/4, 6 3/4, y 8 pulgadas y los registros pueden tener rangos en agujeros de 5 7/8, hasta 12 1/4, pulgadas de diámetro. **Herramienta de porosidad llamada Neutrón térmico compensado (CTN)** este usa detectores de helio para proporcionar mediciones de porosidad neutrón térmico. La herramienta CTN es de 6 3/4, y 8 pulgadas, también el sensor calibrador acústico se incorpora en 3 ejes estos nos facilitan la exactitud del tamaño del agujero y corrige el claro y proporciona al registro calibración del agujero.

Sensor espectral llamado litodensidad estabilizado (SLD) que proporciona la densidad de la formación compensada y mediciones de P_e . El diseño de la herramienta SLD emplea un estabilizador de espalda que emula la herramienta de densidad de línea completado por el detector.

La herramienta de litodensidad azimutal (ALD), incorpora todas las características de la herramienta (SLD) pero también proporciona la densidad orientado al azimut y datos de P_e para el direccionamiento y aplicaciones de imagen del agujero.

Resonancia magnética nuclear (NMR) de LWD, o también conocida como herramienta **MRIL-WD**, que es una adaptación de LWD. responde principalmente a la cantidad de hidrógeno que se encuentra contenido en la formación. Durante la perforación el **MRIL-WD** proporciona registros de porosidad total, límites de agua y fluido liberado, permitiendo la evaluación en tiempo real simulando arena y formación de grano fino con altas saturaciones de agua irreductible.

En las siguientes secciones describiremos de forma rápida 4 sensores de los que se menciona anteriormente para conocer el sensor, de los más importantes ya que existen en el mercado una infinidad de sensores para diferentes aplicaciones.

Herramienta sonora de LWD “Acústico Bi – modal” (BAT).

Su operación es de 2 transmisores, conjunto dobles de receptores y de doble frecuencia que suministra confiabilidad superior y calidad de las mediciones.

La herramienta BAT a nivel industria fue la primera herramienta sonora de LWD, este puede producir datos de compresión y registros de lentitud de esfuerzo cortante (Δt) rápido y lento en ambas formaciones.

La herramienta BAT consta de dos anillos radiales opuestos, transmisores de doble frecuencia y 14 receptores, con un conjunto de 7 receptores. Figura IV-13. Los transmisores operan en dos diferentes frecuencias y pueden encenderse fuera de la fase, de modo pseudo-dipolo.

Las altas frecuencias de encendido son de 12 a 15 kHz generando una fuerte refacción del esfuerzo cortante y modos compresionales, mientras la baja frecuencia de 6 a 8 kHz mejora el encendido pseudo – dipolo, la medición del esfuerzo cortante es baja cuando la velocidad del esfuerzo cortante es baja este es la velocidad del fluido en el agujero.

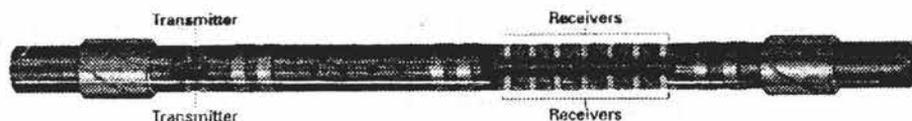


Figura IV-13. Herramienta sonora BAT.

El diseño de esta herramienta se emplea especialmente en la atenuación y en la técnica del sensor de insolación para que la herramienta lo elimine directamente sin sacrificar la fuerza del tubo lastrabarrena. Lo largo del arreglo de receptores proporcionan una velocidad superior de señal / ruido y permite lo "ruidoso" en los receptores para ser eliminado durante el proceso sin degradar las mediciones. Figura IV-14.

El espacio de 6 pulgadas entre los receptores facilita la resolución del proceso usando subconjuntos en todo la fila. Incluso en pozos horizontales y de alto ángulo, donde los registros de línea pueden ser costosos y problemáticos, la herramienta BAT entrega confiabilidad exacta en los datos de registro sísmico.

Con el sensor BAT, se obtienen mediciones de calidad durante la perforación, antes de una zona lavada o de una alteración en el agujero.

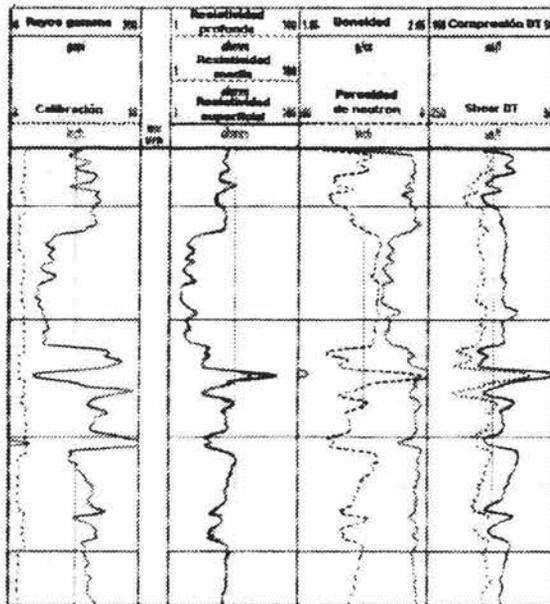


Figura 14. Resultado de la herramienta BAT.

Aplicaciones de la herramienta BAT.

Aplicaciones petrofísicas.

- Determinación de la porosidad.
- Propiedades mecánicas de la formación.
- Detección de gas desde la velocidad de V_p/V_s .
- Litología compleja y determinación de la porosidad (en combinación con el sensor de porosidad de neutrón de LWD y mediciones de densidad espectral).

Aplicaciones en perforación.

- Determinación de la presión de poro.
- Análisis de estabilización del agujero..

Aplicaciones geofísicas.

- Correlación sísmica de profundidad contra tiempo durante la perforación.
- Sismógrafos sintéticos en tiempo real.

Rasgos de la herramienta BAT.

- Dos radiales opuestos, transmisores de doble frecuencia con control de encendido programables y capacidad de pseudo – dipolo.
- Dos radiales opuestos, arreglo de 7 receptores con espacio de 7 pulgadas entre los receptores.
- Doble, transmisor opuesto y receptor que permiten mediciones exactas incluso cuando la herramienta es instalada en la orilla del agujero.
- Compresión (ΔI_c) y de esfuerzo cortante (ΔI_s) mediciones de tiempo de viaje, rápido y lento ambas en la formación.
- Almacenamiento de memoria lleno de formas de onda (256 MB).
- Dos poderosos procesadores de señales digitales para un rápido cálculo compresional (ΔI) y transmisión del agujero en tiempo real.
- Alta velocidad de recuperación y registro de datos en la superficie.

Sensor DGR (Rayos gamma dual o doble).

Proporciona exactitud y confiabilidad en los registros de rayos gamma natural de LWD.

El sensor DGR se forma básicamente de rayos gamma, resistividad, porosidad neutrón, densidad espectral, sonico dipolo, NMR y mediciones de calibración. Puede también combinarse con la inspección direccional y con la herramienta de eficiencia de perforación, como el sensor de presión durante la perforación (PWD) y el sensor de dinámica de la sarta de perforación (DDS).

La calibración API y la corrección ambiental para el tamaño del agujero, peso del lodo, y contenido de potasio en el lodo es resultado de la exactitud de los registros de rayos gamma para hacer correlación, cálculo del volumen de lutitas, tuberías de revestimiento y selección de puntos de núcleos y una gran variedad y otras aplicaciones. Generalmente tiene una resolución vertical bastante buena que los registros de línea de rayos gamma.

El sensor DGR consiste en dos bancos opuestos de un tubo áspero (Geiger – Muller) tubo detector con 2 circuitos detectores independientes. Esta configuración redundante suministra 2 independientes registros de rayos gamma natural. La velocidad de cálculo de los 2 bancos de detectores son combinados típicamente en orden para maximizar la precisión estadístico. Figura IV-15.

Capacidad azimutal.

A causa de direccionamiento en pozos horizontales, el sensor DGR puede ser configurado para proporcionar mediciones azimutales en rayos gamma. En esta aplicación, los 2 contrarios del sensor DGR bancos detectores pueden

suministrar independientemente los registros de rayos gamma por el lado alto y el lado bajo del agujero en modo de deslizamiento.

Este puede, por ejemplo, proporcionar datos en tiempo real para determinar si la barrena puede terminar la cima o el fondo del objetivo de la formación del yacimiento.

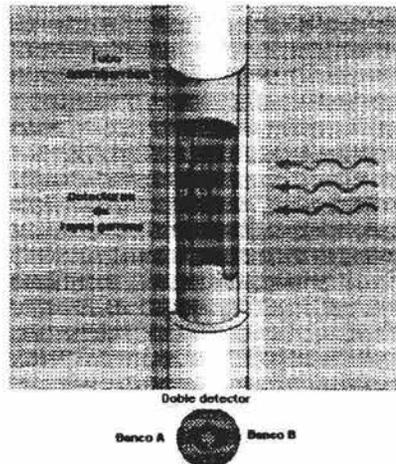


Figura IV-15. Los dos opuestos bancos detectores en el sensor DGR proporciona mediciones redundantes para una mejor confiabilidad en la sensibilidad azimuthal del pozo para aplicaciones de direccionamiento.

Rasgos.

- Capacidad azimuthal para aplicaciones de direccionamiento.
- Excelente resolución vertical para la velocidad lenta de los registros de LWD.
- Combinable con la direccional, resistividad, calibración, neutrón, densidad, sonico y sensor NMR.

Aplicaciones.

- Correlación.
- Cálculo del volumen de lutitas.
- Selección de puntos de tubería de revestimiento / núcleos.
- Direccionamiento.

Sensor EWR – PHASE 4.

Evaluación completa de la resistividad de la formación en agujeros de 3 ¼, hasta 36 pulgadas.

El sensor EWR – PHASE 4 es de alta frecuencia es un sensor de resistividad de inducción de LWD. Esta herramienta comprende 4 transmisores de radio frecuencia y un par de receptores. Para medir ambas, cambio de fase y atenuación para cada uno de los 4 espacios transmisor – receptor, se proporciona 8 diferentes curvas de resistividad con diferentes profundidades de investigación. Figura IV-16.

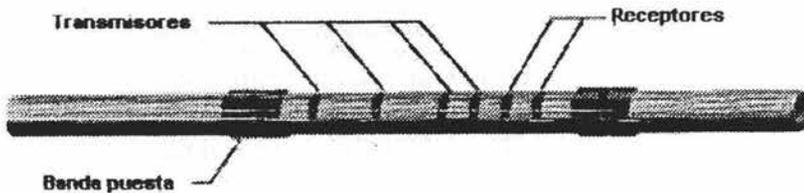


Figura IV-16. Sensor EWR – PHASE 4, tiene 4 espacimientos de transmisor - receptor.

La herramienta EWR – PHASE 4 está disponible en tamaños de 3 1/8, 4 ¼, 6 ¾, y 9 ½, y los registros pueden tener rangos del diámetro del agujero de 3 ¼, hasta 30 pulgadas. El sensor EWR – PHASE 4 opera en todos los tipos de lodo, incluyendo lodos de agua dulce y de agua salada, lodos base aceite y lodos aireados, usando espuma en la perforación bajobalance como en agujeros llenos de aire.

Modelos de interpretación.

Las mediciones múltiples de resistividad en el sensor EWR – PHASE 4 facilitan varios modelos de interpretación para evaluar la invasión y anisotropía en la formación. El programa INVAMOD calcula R_t , R_m y D_i en la formación invadida. Este puede ser particularmente aplicable cuando las formaciones pueden ser profundamente invadidas, registrando en intervalo nucleado subsecuente después de que se corra la barrena.

El programa ANIMOD calcula los valores de resistividad en la formación vertical y horizontal (R_v, R_h) y relativo al ángulo del echado cuando se registra alta anisotropía de la formación relativa a ángulos de echado. Para aplicaciones de direccionamiento, la capacidad del modelo precoz con el software (StrataSteer) proporciona registros sintéticos a lo largo de la trayectoria propuesta del pozo para usarse como correlación (mapa de trayectoria) cuando los pozos horizontales son direccionados.

El proceso de inversión de resistividad vertical (VRI), corrige la espalda del estrato y efectos de echado del estrato, proporcionando curvas iguales de resolución con una resolución mejorada en la vertical.

Además de los tamaños estándar de 4 ¾, 6 ¾, y 8 pulgadas, ahí son también largos especiales y diseños de herramienta súper delgados. El sensor de 9 ½, diseñado por EWR – PHASE 4 para registrar agujeros largos estos son de diámetro arriba de 30 pulgadas. Esta herramienta tiene espacios prolongados de transmisor – receptor para incrementar la profundidad de investigación, minimizando efectos del agujero en largos agujeros.

Rasgos.

- Opera en todos los tipos de lodos.
- Demostrado en diseños que proporcionan una confiabilidad superior.
- 4 curvas de resistividad de cambio de fase.
- 4 curvas de atenuación de resistividad.
- Excelente resolución vertical en resistividad baja, formaciones de estratos delgados.

Aplicaciones.

- R_t , R_{so} y D_i en la formación invadida.
- (R_v, R_h) en formación anisotrópica.
- Alta resolución de R_t en pozos desviados y/o echado de los estratos.
- Medición de pre – invasión R_t en formaciones profundamente invadidas.
- Medición de pre – zona lavada R_t en formaciones no consolidadas.
- Reemplazo de herramientas LWD por arreglo de resistividades de línea.

Herramienta MRIL – WD.

Límites del fluido, fluido liberado, y porosidad total en tiempo real durante la perforación. El **MRIL – WD (Registro de imágenes por resonancia magnética durante la perforación)** es un servicio directamente que mide las en contenido de hidrógeno en la formación desde la superficie, lo gobierna dos componentes T1 y T2, para obtener la porosidad del yacimiento y para proporcionar la porosidad total observada dentro de su respectivo componente en el fluido liberado y la porosidad en los límites de fluido.

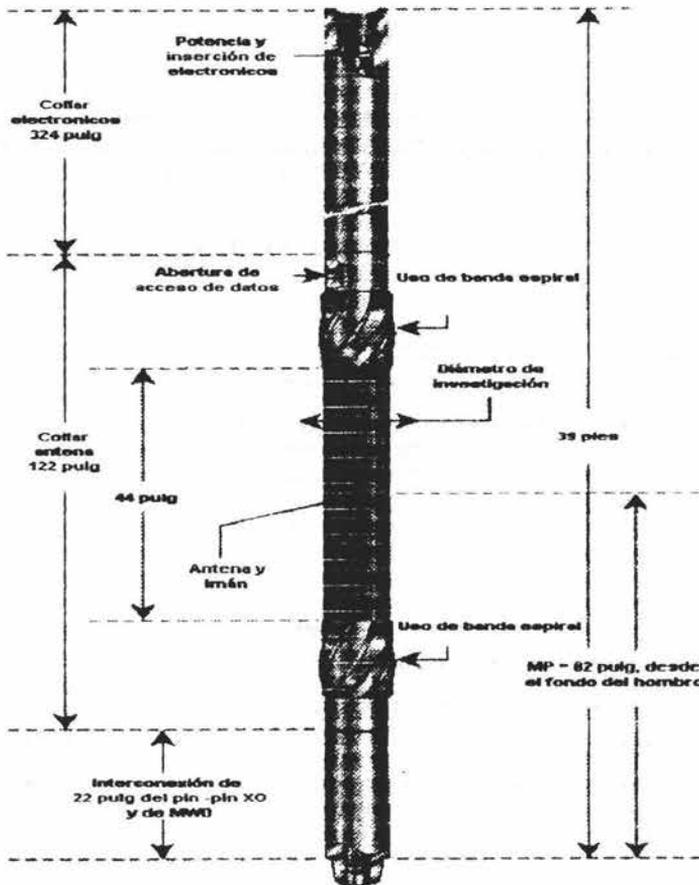


Figura IV-17. Se muestra la herramienta MRIL - WD, es una herramienta de registro de evaluación de una corrida hecha en Catoosa (Oklahoma).

La herramienta MRIL - WD puede también desarrollarse como dispositivo de medición T2 de línea MRIL para proporcionar el total de, fluido libre, capilaridad en el límite de agua, y porosidad de agua limitado por arcilla y se deriva como indicador de permeabilidad y percibe directamente los tipos de hidrocarburos en un modo transparente.

La aplicación primaria de MRIL - WD es de alto costo en la exploración marina y en pozos desarrollados. En estos pozos, se descubre la caracterización del yacimiento y se tiene que llevar a cabo directamente la determinación el volumen del hidrocarburo, permeabilidad neta y tipo de hidrocarburo.

La herramienta MRIL – WD tiene una batería de potencia y puede operar por arriba de 150 horas en solo paquete de baterías. Durante la perforación, el T1 de manera singular realiza mediciones de los protones de hidrógeno presentados en la subsuperficie de la formación este es virtualmente sencillo para el movimiento lateral de la herramienta, rotación, y vibración de perforación. Figura IV-17.

Cuando se combina el sensor de LWD EWR – PHASE 4, los datos del sensor proporcionan toda la información necesaria para una completa evaluación en los fluidos del yacimiento y de porosidad. En esta aplicación requiere de datos en tiempo real o cuando se requiere ayuda económica de los registros de LWD, este servicio proporciona la misma calidad de información como la primera y segunda generación de registros de línea.

Esta herramienta puede usarse secuencias complejas o mixtas de la litología y proporciona mediciones de porosidad, estas independientemente de la litología.

Aplicaciones.

- En volúmenes de fluido libre, capilaridad de agua atrapada, y de agua base arcilla en tiempo real.
- Medición de la porosidad independientemente de la litología en litologías complejas.
- Identificación del tipo de fluido libre, gas, aceite o agua.
- Indicador de permeabilidad.
- Evaluación en tiempo real de los pozos de exploración de alto costo.
- Evaluación amplia del yacimiento por LWD en pozos horizontales y de alto ángulo.

IV.3 REGISTRO DE RESISTIVIDAD POR EL LWD.

La respuesta del registro de resistividad que transmite a 2 MHz se puede describir por medio de 2 dimensiones (2D) como función de respuesta. Éstas funciones de respuesta son desarrolladas de manera similar a la teoría del factor geométrico por inducción. Para estas herramientas, dependen fuertemente de la conductividad de la formación, durante la respuesta de inducción que es menos sensitivo a la conductividad.

Esta herramienta de resistividad proporciona visión del tamaño del agujero y efectos de invasión del pozo, la claridad del estrato delgado que responde a una profundidad muy superficial. En muchos casos, la respuesta de la herramienta en 2D puede ser reducida a 2 respuestas en 1D.

Esto puede ser como una combinación por separado, en el análisis de respuesta en dos: respuesta radial y respuesta vertical para resolver por separado.

Las mediciones de la herramienta CDR son simétricas azimutales. Por consiguiente, para cada medición la respuesta espacial es caracterizado en 2 dimensiones por función de respuesta, $\psi_2(r, z)$. El otro vinculo de la herramienta de inducción es la teoría del factor geométrico, la región de respuesta es dividido en delgados bucles concéntricos con un radio r , una distancia vertical z , para puntos de medición de la herramienta.

Para cada punto que se registra en la gráfica, se determina $\psi_2(r, z)$ la contribución relativa en la conductividad en el bucle para la conductividad total aparente. En la figura 18 se muestra un esquema de respuesta en 2D para la herramienta de resistividad en una formación homogénea con una resistividad de 1 ohm - m.

Primero, la respuesta son visualizadas en tres dimensiones (3D) trazando la profundidad vertical z y la distancia radial r . El tercer eje representa la función de respuesta $\psi_2(r, z)$. Bajos los trazos 3D, se muestran los trazos del contorno para cada función de respuesta. Los trazos del contorno muestran líneas constantes $\psi_2(r, z)$ y complementadas. Los trazos del contorno claramente se muestran que son mediciones de cambio de fase que tienen una buena resolución vertical que las mediciones de atenuación.

Ellos también ilustran que las mediciones de atenuación tienen una profundidad radial profundo de investigación que las mediciones de cambio de fase. La respuesta de los trazos en 3D despliegan varias características interesantes que explican algunos fenómenos en los registros de CDR. La función de respuesta en el cambio de fase muestran algunos picos pequeños negativos que cierra pared del agujero.

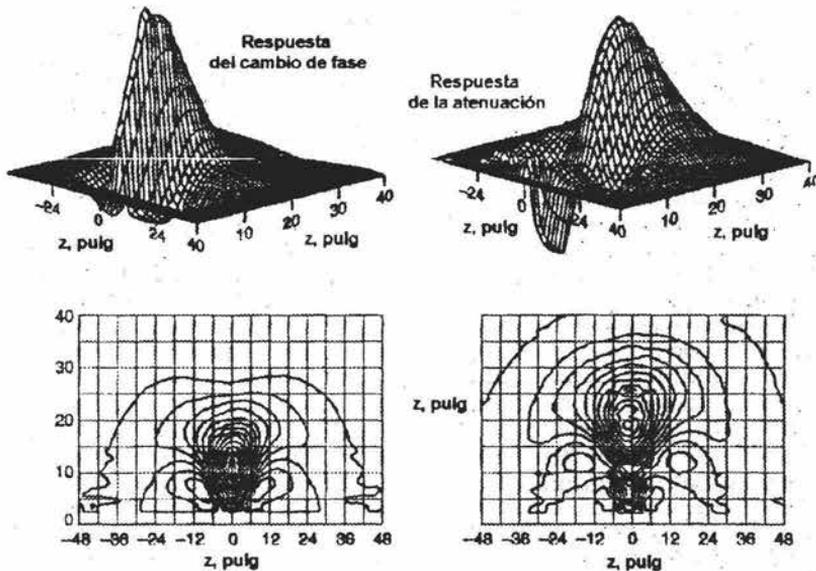


Figura IV-18. Función de respuesta en 2 dimensiones para C_{ps} y C_{ad} y los correspondientes contornos graficados.

Estos picos son bastante profundos para causar efectos menores de excavación en la presencia de la rugosidad y el grande contraste de R_t / R_m . Estos efectos de excavación fueron verificados experimentalmente.

La función de respuesta 3D de la atenuación muestra algunos picos pequeños positivos y negativos que cierran el muro del agujero. Sin embargo, estos picos, son demasiados pequeños que pueden causar efectos significantes en el agujero. Aproximadamente de 5 a 10 pulgadas a una distancia del agujero, la respuesta de atenuación tiene picos negativos profundos.

Sin embargo, la presencia de baja invasión de resistividad, este pico causa R_{ad} que lea menos que R_t . Una inspección cuidadosa del cambio de fase en 3D muestra los trazos de respuesta lejos del agujero, hay un cobertor muy fuera y un valle poco profundo.

Por otra parte, esta grafica muestra cómo se comporta la herramienta en función de las dos respuestas, por el cambio de fase y de la atenuación. Pues estos efectos tienen dos características, la respuesta radial y vertical que a continuación describiremos con más detalle con el objeto de conocer cómo se analiza el registro de resistividad por el LWD.

Respuesta vertical.

Aquí es el nivel alto de interés en la resolución de estratos delgados de mediciones de resistividad tomadas durante la perforación. Muchas veces es por la invasión poco profundo solamente después de la perforación, por consiguiente, R_t puede medirse usando una herramienta con una profundidad superficial de investigación y con una buena resolución vertical que la resolución de la herramienta de inducción.

La función de respuesta vertical para las herramientas de CDR dependen de la conductividad de fondo (una conductividad equivalente que describe la conductividad promedio en la vecindad de la herramienta).

Cuando la formación se vuelve más resistivo, la resolución vertical de la medición es más pobre. La función de respuesta vertical se ilustra claramente en la figura IV-19. Para la conductibilidad del **cambio de fase** C_{ps} , la respuesta vertical muestra la localización central de la cima que es bastante independiente de la conductibilidad de fondo. Esta cima C_{ps} , tiene una resolución vertical cualitativa buena sobre el rango conductivo.

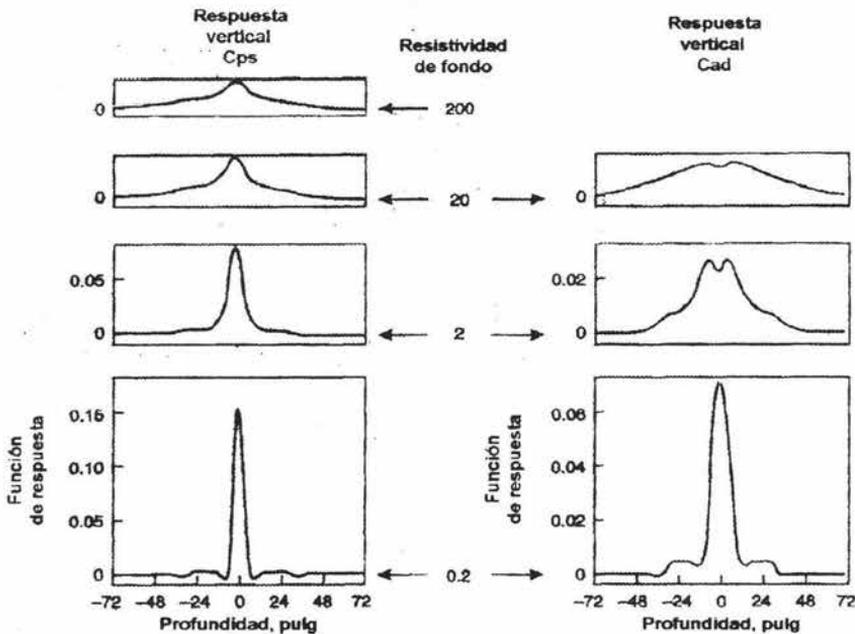


Figura IV-19. Función de respuesta vertical para C_{ps} y C_{ad} (cambio de fase y atenuación respectivamente) de varias conductividades de fondo.

Con los decrementos de conductividad de fondo, la cima desarrolla los hombros bajos pero anchos. Los hombros causan una deterioración rápida de la resolución vertical cuantitativa C_{ps} de los ambientes de resistividad. La corrección del ambiente traza el espesor del estrato que refleja la resolución vertical cuantitativa.

Los efectos dieléctricos sobre 50 ohm - m, llegan a ser importantes para las herramientas de resistividad. Las mediciones de atenuación son usadas para corregir las mediciones de cambio de fase para estos efectos y no puede desplegarse como una medición independiente de la resistividad. Los dos criterios seleccionados son caracterizados en la respuesta vertical son ilustrados en la figura IV-20.

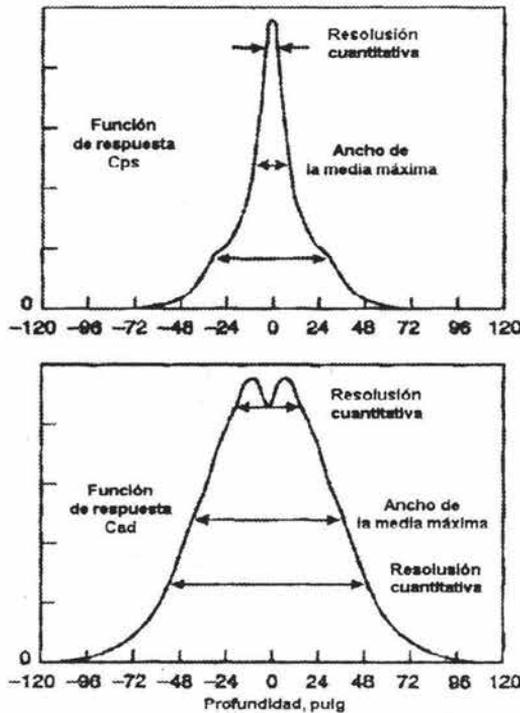


Figura IV-20. Tres definiciones de resolución vertical trazados en C_{ps} y C_{ad} como función de respuesta vertical.

Los dos criterios se relacionan con datos de resistividad, determinando la resistividad de la formación relativa en estratos gruesos y la presencia de

estratos delgados. Comparando ambos llegamos a tener 3 rangos de resistividad consideradas son las siguientes:

- A resistividades bajas, sobre 2 ohm – m, la resolución es buena que las mediciones de inducción. Y la resolución de R_{ps} es buena que las mediciones de inducción.
- A resistividades moderadas, entre 5 y 17 ohm – m, la resolución en el R_{ps} es media y de inducción profundo, mientras la resolución en las mediciones de R_{ad} es malo que las de inducción profundo.
- A altas resistividades, sobre 17 ohm – m. La función de respuesta de la herramienta CDR tienen colas largas que se extienden de arriba abajo del punto de medición de la herramienta. Figura 20.

Estas formas de cimas causan efectos en el aumento de los hombros del estrato que significan degradar la resolución vertical cuantitativa de la herramienta CDR. Los registros procesados de inducción sufren por un efecto similar, pero el Phasor remueve las colas (o formas de cimas) y retiene una resolución vertical consistente a la resistividad alta.

La resolución vertical cuantitativa de las dos mediciones de la herramienta CDR, a cualquier profundidad en el registro, se pueden determinar de la figura IV-21 al entrar a la grafica con R_{ad} del registro y leyendo ambos valores hacia la resolución vertical hacia la izquierda donde se intercepte la curva de R_{ad} y R_{ps} . Esto indica cómo el espesor de un estrato centrado a esa profundidad tendría que ser la resistividad leída sin las correcciones de los efectos de los hombros del estrato.

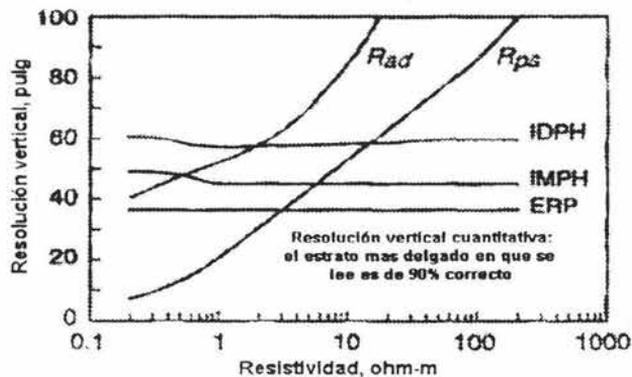


Figura IV-21. Resolución vertical cuantitativa de R_{ps} , R_{ad} y tres mediciones de inducción Phasor

Ambas herramientas de CDR y de inducción son dispositivos que buscan la conductividad. Esta sensibilidad a la conductibilidad tiene una influencia fuerte en la respuesta vertical.

En la figura IV-22 se muestra un registro sintético de zonas en serie, con lóbulos de alta resistividad por encima de lóbulos de baja resistividad. Los estratos conductivos refuerzan la resolución vertical de las mediciones.

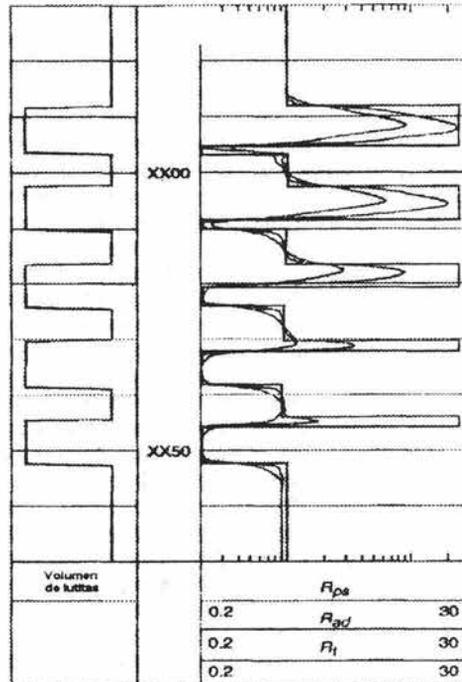


Figura IV-22. Se ilustra el registro sintético CDR de la resolución vertical de R_{ps} y R_{ad}

Por consiguiente, los estratos son fáciles de detectar, y R_t se determina en 1 pie (30 cm) con el estrato R_{ps} y en 4 pies (1.2 m) estrato con R_{ad} . Los estratos opuestos resistivos, decae la conductividad así la resolución vertical decrece y R_t es medición únicamente de los estratos gruesos de 7 pies (2 mts).

La resolución cuantitativa de R_{ps} es todavía buena, y la detección del estrato de un pie. También los datos de campo revelan la dependencia de la resolución vertical de R_{ps} y de R_{ad} en la resistividad de la formación.

Identificación del límite del estrato.

Los registros de resistividad dual CDR proporcionan un simple método para identificar los límites del estrato. En formaciones no invadidas, el contraste de resistividad en la definición del pozo entre los estratos, es el cruce de las curvas de R_{ps} y R_{ad} sobre el gran alcance de los espacios de recepción (6 pulg) o un intervalo de los límites del estrato.

Desde las 2 mediciones tienen función de respuesta simétrica, en cada medición que se tiene a la mitad de respuesta en cualquier estrato cuando los puntos de medición es de los límites del estrato.

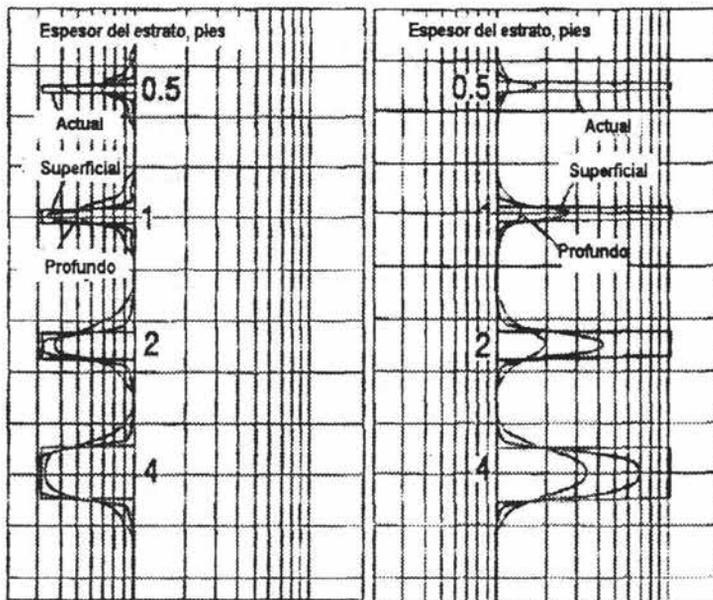


Figura IV-23. Respuesta de los espesores de los estratos en estas conductividades y estratos resistivos.

Por consiguiente, al coincidir las curvas exactamente de los límites del estrato. Desde ambos registros son afectados similarmente por el contraste de resistividad, estos efectos se cancelan.

En la figura IV-23 se muestra la respuesta del CDR para una serie de conductividad y de resistividad de los estratos. La atenuación de resistividad R_{ad} cambia gradualmente como el aprovechamiento de la herramienta, los límites, se ven claramente por la resistividad del cambio de fase R_{ps} con una resolución

vertical buena. La sección anacalada en las 2 mediciones quedan estables sobre los rangos completos de resistividad.

Compensación del agujero.

La rugosidad del agujero también afecta la apariencia de respuesta vertical en los registros CDR. En la figura IV-24 se muestra esquemáticamente los efectos de una zona pequeña de lavado en los registros. La rugosidad afecta muy poco las mediciones de R_{ps} que las mediciones R_{ad} en los registros profundos. En la figura IV-25 se muestra el resultado después de la compensación del agujero.

La comparación de las curvas en la figura IV-26 se ilustra el resultado de la compensación del agujero. En la banda 1 contiene la curva de calibración derivado de las mediciones de fase CDR y de rayos gamma. Las resistividades de la compensación del agujero son visualizadas a la izquierda en la banda 2, con las mediciones descompensadas en la parte de arriba y abajo CDR a la derecha.

Las mediciones de calibración (PCAL) indican que el agujero es rugoso, y comparando los registros de resistividad de arriba y debajo se muestra claramente los efectos.

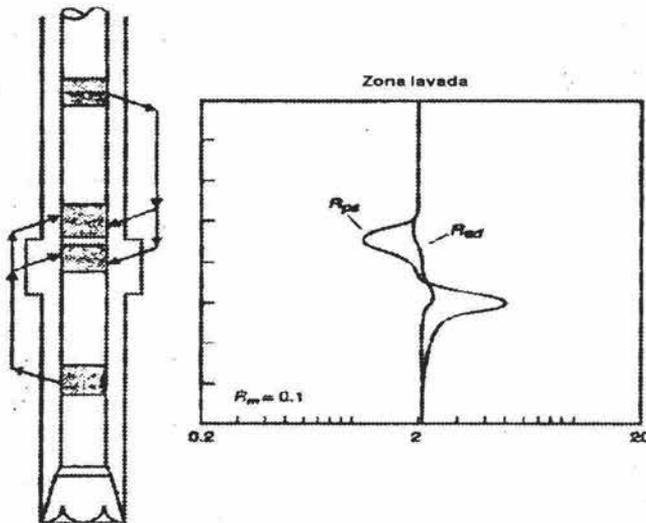


Figura IV-24. Efectos de zona lavada pequeña en resistividades no compensadas CDR.

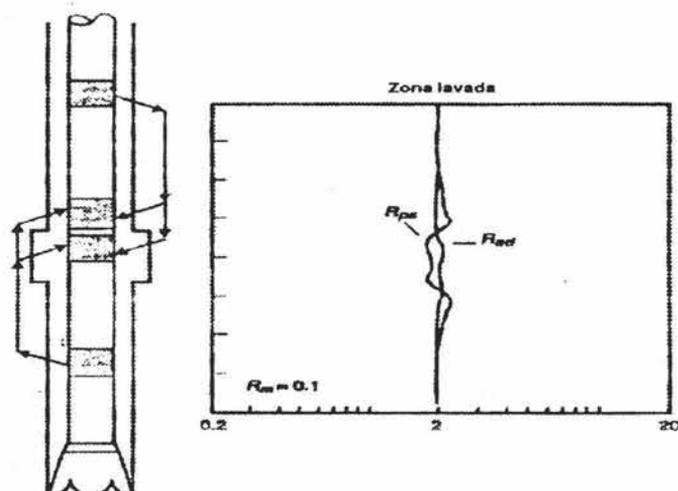


Figura IV-25. Resultado CDR después de la compensación del agujero.

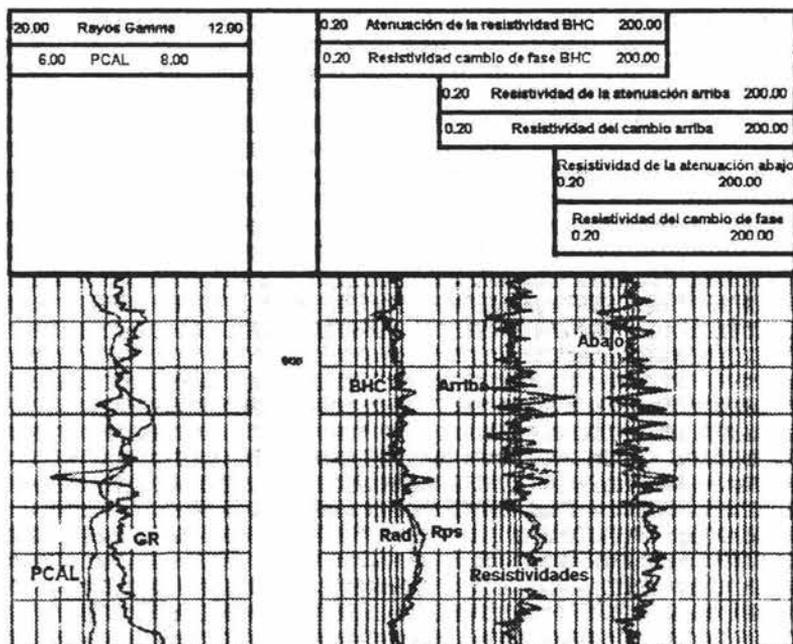


Figura IV-26. Ejemplo del registro CDR que muestra el resultado de la compensación para el agujero rugoso.

Para finalizar en la figura IV-27 se muestra el registro de compensación del agujero CDR en condiciones relativamente parejo el agujero es corroborado por las mediciones de línea. Las resistividades de compensación del agujero son muy similares para aquellos en los registros de compensación arriba y abajo. Esto muestra que la técnica de compensación del agujero no suprime las características laminadas de la formación.

Ahora vamos a revisar que pasa con la respuesta radial que es muy importante para este estudio de los registros CDR

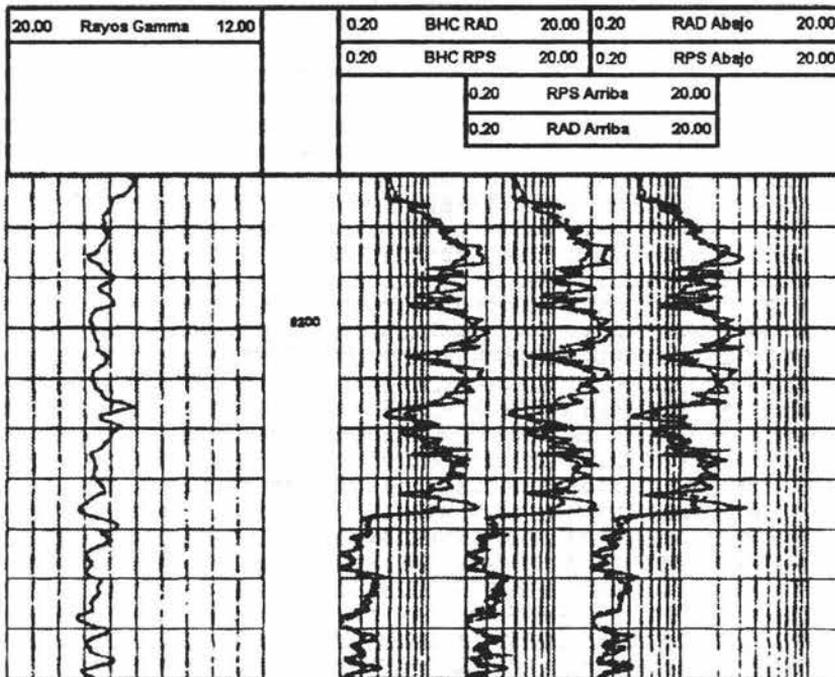


Figura IV-27. Ejemplo del registro CDR que muestra el resultado de la compensación para el agujero liso

Respuesta radial.

Una de las características importantes de las herramientas CDR es de 2 profundidades de investigación, que detectan la invasión. El R_{ps} proporciona profundidades superficiales de investigación, mientras que R_{ud} proporciona profundidades profundas de investigación.

En la figura IV-28 se ilustra la respuesta radial de la herramienta CDR a diferentes conductividades de fondo. En la conductividad de la formación, la función de la cima redondeada para el agujero, se muestra que las mediciones son de poca profundidad. Como la formación llega a ser más resistiva, las mediciones se leen mas profundas.

Las mediciones de R_{ps} tienen una respuesta radial de poca profundidad que llega a ser negativo antes de converger a zero como la r se aproxima al infinito. Por consiguiente, R_{ps} puede leer por fuera del rango $R_t - R_{so}$ sobre ciertas condiciones de invasión de resistividad

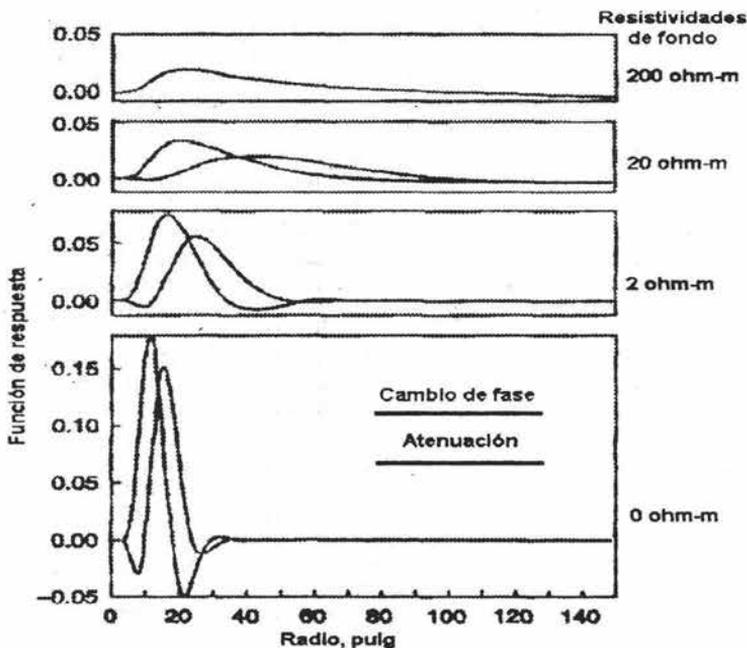


Figura IV-28. Respuesta radial de la herramienta CDR.

La respuesta radial R_{ad} comienza con pequeños cimas negativas. Entonces la respuesta de las cimas radialmente son muy profundas que la respuesta de R_{ps} . Como la r se aproxima al infinito, la respuesta cae fuera de la cola prolongada para converger al zero. Estas colas crecen cuando decrecen las conductividades de fondo principalmente para profundidades muy grandes de investigación en ambientes resistivos.

La respuesta radial describe las profundidades radiales de investigación. La profundidad de investigación es de 50 % en la integración radial al delinear la función de respuesta. Físicamente, la mitad de la señal viene de una distancia desde adentro, y la otra mitad viene de fuera de él. De la figura IV-29 se hace una comparación de las profundidades de investigación de R_{ps} y R_{ad} para varias resistividades a estas mediciones de inducción Phasor se describen a continuación:

- A resistividades bajas, sobre 2 ohm – m, la herramienta CDR tiene profundidades de investigación superficiales que las mediciones de inducción Phasor.
- A resistividades moderadas, entre 2 y 17 ohm – m, la profundidad de investigación de R_{ad} esta en medio y de las curvas de inducción Phasor profundo.
- A resistividades altas, sobre 17 ohm – m, R_{ad} tiene profundidad profunda de investigación que de inducción Phasor profundo.

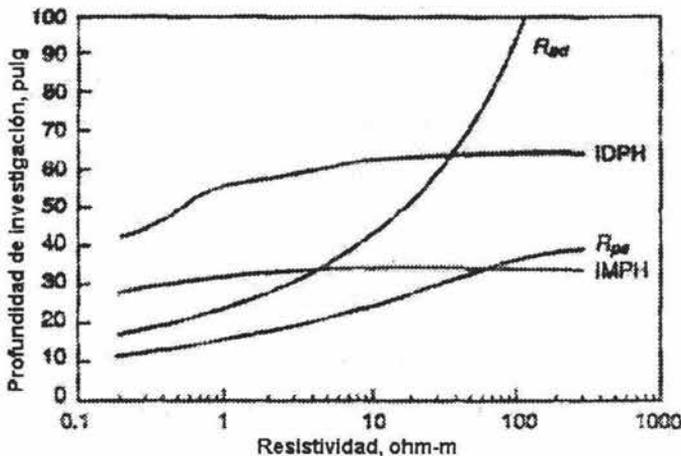


Figura IV-29. Profundidad de investigación de CDR y la herramienta de inducción Phasor

Para verificar las 2 profundidades de investigación experimentalmente, la herramienta CDR fue con la que se corrió al centro dentro del no conductor, de diámetro 39 pulg (99 cm), de una tubería polietileno figura IV-30. Por que la herramienta CDR genera círculos concéntricos correspondiente a torbellinos, la tubería aislante no tiene efectos significantes en las mediciones.

Con la variación de la resistividad del agua dentro de la tubería (R_{xo}) y la resistividad del agua en el tanque de prueba (R_t) en algunos casos de invasión de perfil de paso fueron simulados. Los datos fueron obtenidos con R_{xo} valores de 20, 5, 0.9, 0.5 y 0.2 ohm - m, y valores de R_t 8, 0.9 y 0.2 ohm - m.

Los resultados del experimento se ve en la figura IV-31, comparando el pozo con el modelo de la herramienta para $R_t = 0.9$ ohm - m. Las lecturas de R_{ad} acaba hasta 0.9 ohm - m para valores de R_{xo} entre 0.5 y 10 ohm - m. Por consiguiente. R_{ad} principalmente son mediciones de resistividad fuera de la tubería.

R_{ps} varia de 0.5 a 3 ohm - m sobre el mismo rango de R_{xo} y, por consiguiente, las lecturas acaban hasta la resistividad dentro de la tubería. En la figuras IV-32 y 33 se hace un resumen de la demostración de los experimentos que R_{ps} tiene una profundidad superficial de investigación en cambio R_{ad} tiene una profundidad profunda de investigación.

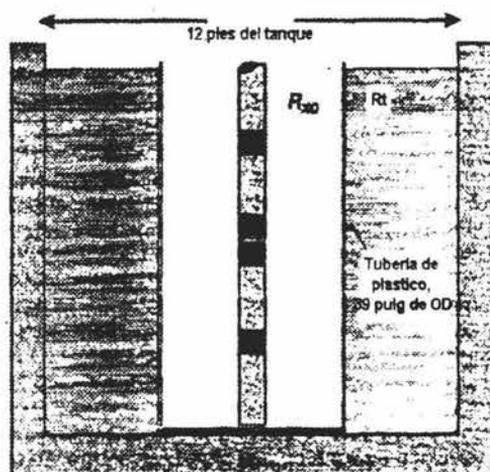


Figura IV-30. Tanque de prueba para el estudio de las profundidades de investigación CDR.

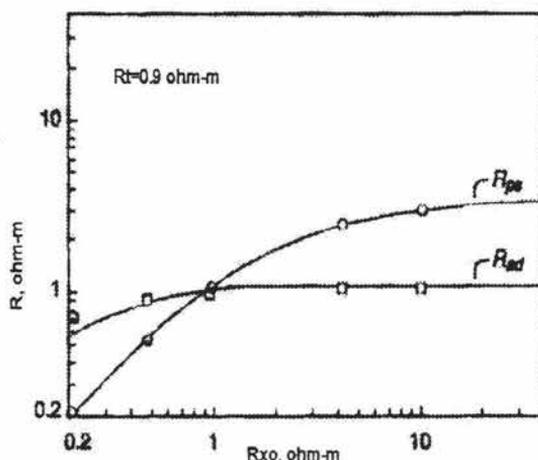


Figura IV-31. Resultado del paso de la invasión por la herramienta CDR

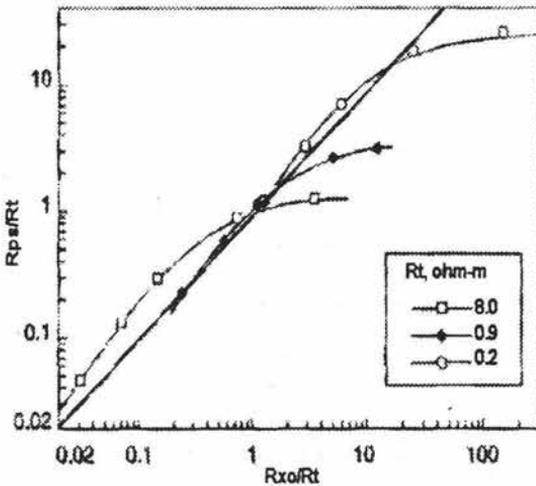


Figura IV-32. Resumen de los resultados para R_{ps} de las profundidades de investigación.

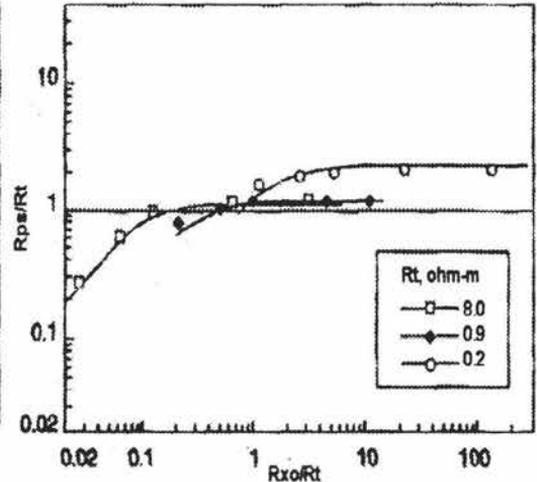


Figura IV-33. Resumen de los resultados para R_{ad} de las profundidades de investigación.

Estas figuras contienen los resultados experimentales y teóricos para los 3 valores de R_t . Los valores para R_{xo} , R_{ps} y R_{ad} son normalizados para R_t que permite una comparación directa. R_{ps} depende fuertemente de los valores de R_{xo} y débilmente de los valores de R_t . Esto es aparente porque $R_{ps} \propto R_{xo}$ por el amplio rango de valores de R_{xo} . Y viceversa, para R_{ad} depende fuertemente de los valores de R_t y débilmente de los valores de R_{xo} .

Las profundidades de investigación de las mediciones de R_{ps} y R_{ad} decrecen en resistividades muy bajas debido al el efecto daño. Cuando $R_t = 0.2$ ohm - m, R_{xo} afectado ambos R_{ps} y R_{ad} más que por las altas resistividades. En particular, $R_{ad}/R_t \propto 2$ para valores grandes de R_{xo}/R_t debido al diámetro de investigación de R_{ad} que tiene un decremento sobre 38 pulg (97 cm).

El lapso de tiempo que se compara con las mediciones de inducción dual en estratos permeables y el lapso de tiempo de comparación de la respuesta incrementa el tamaño del agujero también se verifica estas respuestas radiales.

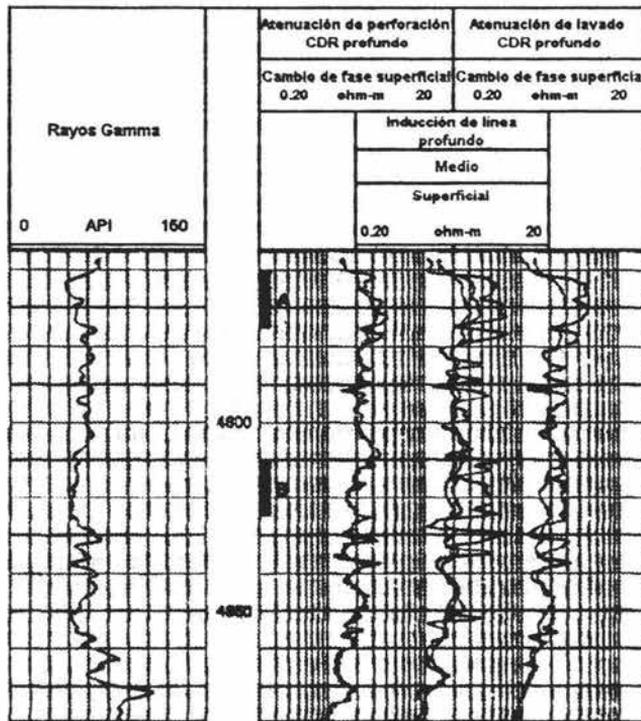


Figura IV-34. Comparación de los registros CDR con el de inducción.

En la figura IV-34 se muestra un conjunto de registros de resistividad. En la banda 1 es de rayos gamma, y los registros CDR están a la izquierda en la banda 2. El registro de línea después de una semana en el centro, y el registro limpiador después de un día es el que está a la derecha.

Los registros fueron registrados a través de una secuencia de producción de agua salada, arena, con intercalaciones de lutitas. La invasión del fluido es filtrado de lodo base agua dulce. Ambas curvas de R_{ps} y R_{ad} son leídas para los valores de inducción profunda en ambas zonas A y B aunque ahí es pequeña la separación en la zona A.

Se corrió el registro limpiador CDR por separado de manera consistente con las curvas de inducción. Mientras que R_{ad} es leída para leer R_t , R_{ps} en valores intermedios entre los registros de **SFL (Resistividad de enfoque esférico)** y las curvas medias de inducción.

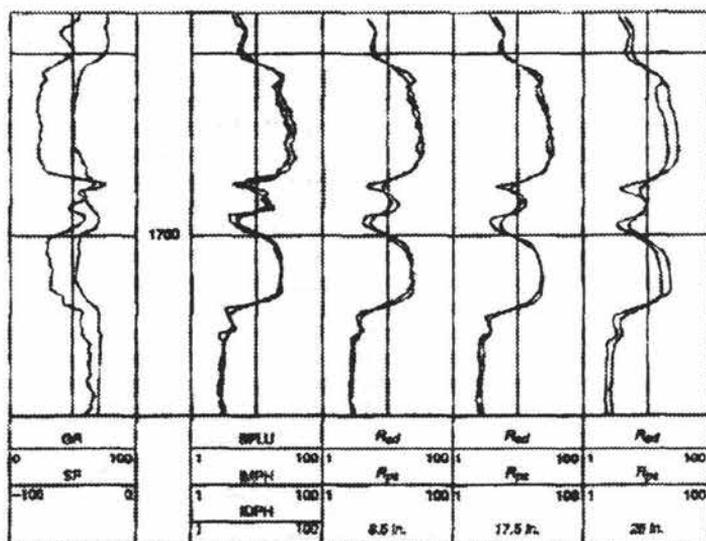


Figura IV-35. Se muestra los efectos del tamaño del agujero con los registros de inducción Phasor y el de CDR.

Allí están los efectos mínimos del agujero en lodos dulces incluso en agujeros grandes. Esto se ilustra en la figura IV-35 donde los pozos fueron registrados sobre las mismas formaciones con la herramienta CDR pero con diferentes tamaños de agujeros. El pozo fue perforado con diámetro de 8.5 pulg (22 cm) de barrena, para un escariador de 17.5 pulg (44 cm), y otra vez para un escariador de 26 pulg (66cm).

El agujero de 8.5 pulg fué registrado con la herramienta CDR mientras se perforo y con la herramienta de inducción Phasor después de la perforación. Los agujeros de 17.5 y 26 pulg fueron registrados con la herramienta CDR en viajes de tipo limpiador. Las curvas de potencial espontáneo de línea (SP) y de rayos gamma CDR se muestran en la banda 1. las resistividades de inducción Phasor están presentadas en la banda 2, y el registro de las resistividades de CDR del agujero de 8.5 pulg se muestra en la banda 3.

Las resistividades CDR para los agujeros de 17.5 y 26 pulg se muestran en las bandas 4 y 5 respectivamente. Las resistividades de la herramienta CDR con las resistividades de la herramienta de inducción de línea concuerdan con el mismo pozo con agujero de 8.5 pulg.

La resolución vertical de R_{cd} es baja que IDPH en estas formaciones de alta resistividad. Los valores de CDR para el agujero de 17.5 pulg son

virtualmente inalterados para el agujero de 8.5 pulg. Los efectos del agujero son pequeños porque el lodo es dulce y porque el contraste entre la formación y las resistividades de lodo son pequeños.

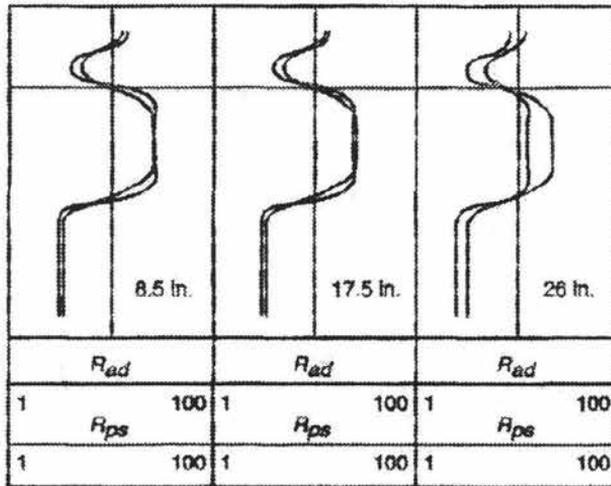


Figura IV-36. Modelo de simulación de la contestación del CDR en diferentes tamaños de agujero.

Incluso en el agujero de 26 pulg, la lectura de R_{ad} es la resistividad verdadera debido a su diámetro de investigación es significativamente grande que de 26 pulg.

Sin embargo, R_{ps} es mas sensitivo para el agujero y para las lecturas es demasiado lento. Además del, tamaño grande de agujero reduce la sensibilidad vertical de R_{ps} . La respuesta de la herramienta CDR en la zona desde 1690 hasta 1740 pies fueron simulados con el modelo de la herramienta.

La reproducción del modelo del resultado de los registros se muestra en la figura IV-36. En particular, la resistividad R_{ad} es igual para los 3 casos, mientras los valores de R_{ps} decrecen con el incremento del tamaño del agujero. La respuesta vertical de la simulación de producción de registro es buena para las mediciones de R_{ps} . En el estrato de 25 ohm - m, los registros de R_{ad} mas redondo que el registro de R_{ps} . La sección anacalada entre las curvas R_{ps} y R_{ad} también son modelos corregibles.

IV.4 REGISTROS NUCLEARES Y ACÚSTICOS.

Los registros nucleares y acústicos son muy importantes para conocer algunas propiedades (porosidad, densidad, presión de poro) de la formación en el momento que se perfora y se obtienen en tiempo real.

Para este trabajo describiremos el principio de acción de ambos registros, para los registros nucleares se a tomado un paso adelante en la introducción del sensor de **Resonancia Magnética Nuclear (NMR)**. Esta herramienta es muy útil e importante para los pozos petroleros de México, se corre en combinación con otras herramientas de registro, estos pueden proporcionar información directa acerca de las propiedades de la estructura del poro y de los fluidos en el poro.

El NMR es una herramienta de registro donde es muy eficiente y se puede obtener mucha información en tiempo real y se nos es muy valiosa en el momento de perforar y saber cual es el estado del pozo en ese momento, es por eso que mucha de esta información de la formación de esta es valuable es única previamente disponible con datos de núcleo y muestras del fluido de la formación.

Las mediciones de NMR en el agujero pueden producirse un numero alto de utilidad de respuestas petrofísicas la siguiente lista son algunos usos que se le da a esta valiosa herramienta.

- Fuente de porosidad independiente de la litología.
- Fluido entrampado y volumen de fluido libre.
- Porosidad producible.
- Estimación de la permeabilidad.
- Caracterización del fluido.
- Identificación de zonas de gas.
- Detección de gas en arenas.
- Volumen de hidrocarburos y de saturación.
- Distribución del tamaño del poro.
- Identificación del tipo de fluido movable.
- Predicción del corte de agua.
- Estimación del volumen remanente de aceite.
- Estimación de reservas.
- Identificación de depósitos dentro de zonas de hidrocarburos.
- Otros.

Por otra parte, nos enfocaremos más a nuestro tema de registro y medición ya que el abarcar otras áreas, nos desvía del objetivo de este trabajo, será el alumno quien investigue por su cuenta los puntos. Los registros de NMR difieren con el neutrón convencional, densidad, sonico, y registros de

resistividad, en este registro proporciona información únicamente de los fluidos de la formación. La falta de información de la matriz es suministrada en los registros de NMR porque las señales de NMR desde la roca matriz decrecen rápidamente pero puede ser detectado y corregido por las herramientas de registro NMR.

Usando los protones en los fluidos como sonda, la herramienta de registro NMR es capaz de medir porosidad de la roca llena de fluidos directamente. El valor más importante es esta herramienta es su capacidad única para distinguir entre diferentes tipos de fluidos, en particular, salmuera de arcilla atrapada, capilaridad de la salmuera atrapada, salmuera móvil, gas, aceite ligero, aceite medio y aceite pesado.

Las herramientas de registro NMR tienen un ciclo de medición básico común. Primero, un imán permanente polariza los núcleos de hidrógeno en la formación durante un "tiempo de espera". Entonces una serie de frecuencia alta de pulsos magnéticos son usados para la reordenación de los núcleos. La señal de la formación regresa de cada pulso a esto se le llama **eco spin**. La amplitud de los ecos se relaciona con la porosidad de las formaciones y su relación de velocidad decrece por el tipo de fluido y tamaño del poro.

Amplitud de la señal.

La amplitud de la señal NMR con el fluido es proporcional al producto de la porosidad, el índice de hidrógeno del fluido y de la cantidad de fluido tiene que ser polarizado, al tiempo de espera. Si los núcleos de hidrógeno no se polarizan totalmente (WT no es para varios tiempos de T1) entonces la señal de T2 quiere representar la porosidad. Para asegurar completamente la polarización en todos los fluidos se requiere de muy baja velocidad de registro (largos tiempos de espera) y antes de saber T1.

Lo siguiente representa la ecuación de la amplitud de la señal.

$$\text{Eco de la señal} \propto \phi HI \left(1 - e^{-\frac{WT}{T1}} \right) \quad \text{Ecuación IV.4.1}$$

Donde, WT es el tiempo de espera, HI es el índice de hidrógeno del fluido y ϕ es la porosidad, y T1 es el tiempo longitudinal de relajación.

La amplitud actual en la señal es afectada por la fuerza del campo magnético B0 que varía con la temperatura en el imán permanente y la temperatura en la formación. Las temperaturas son afectadas por el pozo conocido y corregida por el software de NMR. La fuerza de B0 no hace los cambios del tiempo de los spins toman relajación que sólo la cantidad. T1 y el índice de hidrógeno son menos fáciles de predecir.

El pozo corregido asume HI en la ecuación de 1.0 y se estima T1 con T2 para asignarle velocidad estable a T1 / T2, normalmente 1.5. esta corrección cualitativa mejora la utilidad en los datos de campo pero pueden llevar error cuando los datos se usan cuantitativamente.

Por lo anterior se atribuye a los mecanismos petrofísicos que causan la relajación de la señal antes mencionada, ambas relajaciones la transversal y longitudinal. Donde son 3 fuentes petrofísicas de relajación que son, superficie, volumen y difusión.

La primera es afectada por 2 mecanismos, T1 y T2, sin embargo, el último el de difusión solo es afectado solo por T2. Los nombres de estos mecanismos se refieren a como las moléculas de hidrógeno afectan al ambiente, en la superficie en la iteración de las moléculas de los poros en la superficie.

En el volumen es en la iteración de las moléculas con otras moléculas con el mismo fluido del poro y en la difusión la influencia es diferente a la fuerza del campo magnético de las moléculas difusas a través del gradiente del campo magnético.

Dependiendo de las circunstancias en la mayoría las moléculas en los fluidos del poro en un mecanismo tienden a dominar bajo otros mecanismos. Sin embargo, la medición total disminuye la velocidad que es la suma de las velocidades de relajación por mecanismos individuales esto se muestra en las ecuaciones IV.4.2 y IV.4.3.

La relajación longitudinal T1 para el fluido se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T1} = \frac{1}{T1_B} + \frac{1}{T1_S} \quad \text{Ecuación IV.4.2}$$

Donde, B se refiere a la relajación de volumen y la S se refiere a la relajación de superficie.

La relajación transversal T2 para el fluido se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T2} = \frac{1}{T2_B} + \frac{1}{T2_S} + \frac{1}{T2_D} \quad \text{Ecuación IV.4.3}$$

Donde, B se refiere a la relajación de volumen, la S se refiere a la relajación de superficie y la D se refiere a la relajación debido a la difusión. El tiempo de T2 difiere del tiempo de T1 es un "término" importante que relaciona a la relajación debido a la difusión spin en el gradiente del campo magnético. Este

gradiente o es un gradiente externo, como el gradiente lineal producida por la herramienta de NMR, o un gradiente interior de las arcillas.

La relajación de volumen (T_{2B}) es de doble dipolo magnético (DD) que actúa con los líquidos o el spin – rotacional (SR) actúa con los gases. T_1 es función de la superficie y la relajación de volumen en los fluidos mientras que T_2 es función de los fluidos de la relajación de superficie, la relajación de volumen y de difusión, así siempre son menos que o solo igual que T_1 .

Ahora vamos hablar de cada uno de ellos con mas detalle, empezaremos por la relajación de superficie.

Relajación de superficie.

Las moléculas pueden difundirse substancialmente a una distancia durante la medición de NMR. La ecuación para la difusión es:

$$\langle x \rangle = \sqrt{6Dt}$$

Ecuación IV.4.4

donde, $\langle x \rangle$ es la raíz cuadrada de la distancia media a la molécula difusa al en un tiempo t , mientras que D es el coeficiente de difusión molecular.

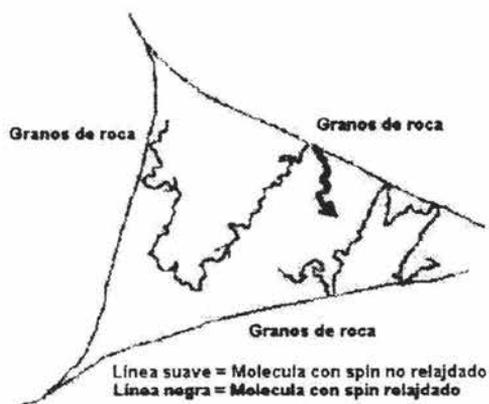


Figura IV-37. Relajación de los granos de superficie.

La difusión se da ampliamente en las moléculas del fluido por el contacto de los granos de la roca en la superficie durante las mediciones de NMR. En cada uno de estos contactos proporciona una oportunidad para la relajación de superficie. Cuando las moléculas del fluido se acercan a la superficie del grano, pueden pasar dos cosas.

Primero, que los protones pueden transferir energía nuclear hacia la superficie del grano, permitiendo que los protones se reordenen y por consiguiente la contribución de la relajación longitudinal (T_1). Segundo, los protones pueden ser irreversiblemente desfasado por consiguiente contribuye a la relajación transversal (T_2). Estos eventos parecen no ocurrir con cada colisión; hay sólo una probabilidad que ellos ocurran. Como se sugiere en la figura IV-37 que muestra los caminos de dos moléculas en un poro, con varias colisiones pueden ocurrir antes del spin relajado.

Los núcleos de hidrógeno en el fluido que está contribuyendo mas adelante a la señal de NMR actúan reciprocamente con la parte sólida de la superficie del poro. Esta interacción remueve su contribución a la señal global, así causando la amplitud de la señal para decaer con el tiempo. La área más grande presente en la superficie, es más probable en cada núcleo de hidrógeno es para actuar reciprocamente con la superficie y dejar de contribuir a la señal, así decae mas rápidamente la señal.

Esta pérdida de señal de NMR hace referencia con la relajación de superficie, y cuando esto domina el decae, nosotros podemos extraer la información sobre la permeabilidad de la formación.

Una formación con una área de la superficie relativamente grande causará que las señales de NMR para decaer más rápidamente que una formación con una área de superficie pequeña. El vinculo para la permeabilidad viene de la correlación entre el área de la superficie grande, que implica gargantas del poro pequeñas y por consiguiente la permeabilidad baja.

T_{1s} o T_{2s} es la contribución de la relajación de la superficie, y esta dado por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_{1s}} = \rho_1 \frac{S}{V} \quad \text{y} \quad \frac{1}{T_{2s}} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad \text{Ecuaciones IV.4.5 y 6}$$

donde ρ_1 y ρ_2 son las relajaciones de superficie para T_1 y T_2 respectivamente, V es el volumen del poro, y S es la superficie del poro o de arcilla. Para un esférico, S/V es $3/r$, y r es radio del poro.

No toda la superficie está efectivamente igual en la relajación de los spins protones. La alta pureza de cuarzo o de carbonato en la superficie no es particularmente fuerte de la relajación. Iones paramagnéticos (hierro, manganeso, níquel y cromo) tienen muy fuertes el campo magnético local. Ellos son particularmente poderosos y tienden a controlar la velocidad de relajación siempre que ellos estén presentes. Las areniscas generalmente tienen un volumen férrico de aproximadamente 1% que hace que la relajación del protón fluya bastante eficaz.

El poder de la relajación de una superficie es llamado **"relajado"** y se denota por los símbolos ρ_1 (para la relajación de T1) y ρ_2 (para la relajación de T2). La relajación de superficie, ρ , es una medición de la capacidad de superficie de la roca para los protones de relajación NMR). La relajación de la superficie está principalmente debida a las interacciones del campo magnético entre los núcleos de hidrógeno y los iones paramagnéticos (hierro, y manganeso) en la superficie de los granos de la roca.

La relajación de superficie no puede medirse directamente; su valor se infiere comparando las distribuciones de T1 o de T2 para la distribución del tamaño del poro. Estas comparaciones indican que la relajación de superficie T2 es bastante constante en la mayoría de las areniscas.

La otra parte importante del mecanismo de relajación de superficie es geométrica. La relajación será relativamente lenta si una cantidad pequeña de superficie tiene que relajar los spins de un volumen grande de fluido. En la figura IV-38 se observa esquemáticamente el tamaño del poro y la mineralogía afectada en la relajación de la superficie.

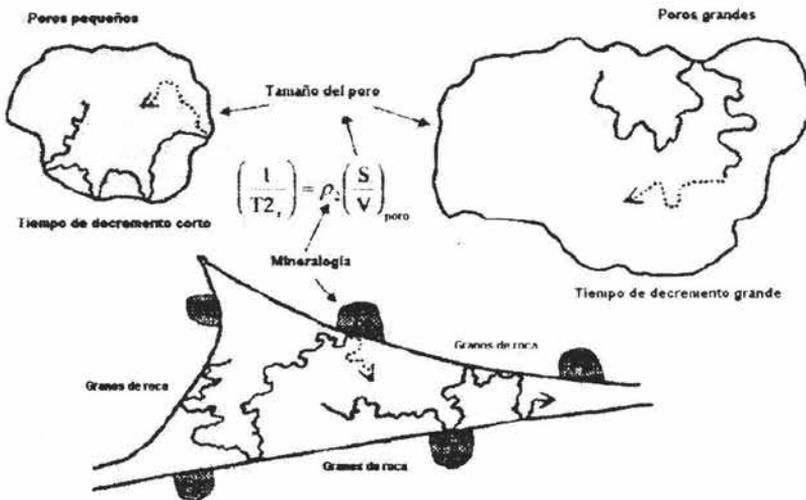


Figura IV-38. Representación pictorial de la relajación de superficie.

Relajación de volumen.

Un segundo mecanismo de decadencia de la señal viene de la interacción de los núcleos de hidrógeno con otras moléculas en el mismo fluido. La velocidad de decadencia es entonces función de la viscosidad del fluido en el espacio poroso. Cuando la relajación de volumen domina parte de la curva T2,

nosotros podemos extraer la información sobre la viscosidad del fluido de la formación.

El término "volumen de fluido" se refiere al fluido en los recipientes grandes (fluido en un tubo de ensayo, etc.). Sin embargo, el mecanismo de volumen de fluido siempre es activo (indiferente de si el fluido esta en un recipiente grande o confinado para el espacio poroso de la roca) y es independiente del tamaño del recipiente.

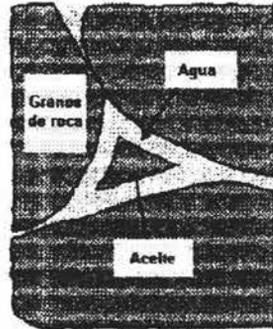


Figura IV-39. Volumen y aceite en poros mojados de agua.

Normalmente la relajación de volumen es el método de decadencia dominante de la roca no mojarante de la fase, porque la relajación de la superficie no es posible, figura IV-39. Los fluidos que mojaron la superficie de la roca ambos experimentos para la relajación de la superficie y de volumen.

El movimiento de las moléculas y el promedio rotacional dependen de la viscosidad y temperatura en el fluido; dentro de T1 y T2 están ambos muy correlacionados con estas variables (se ve en la figura IV-40 y IV-41).

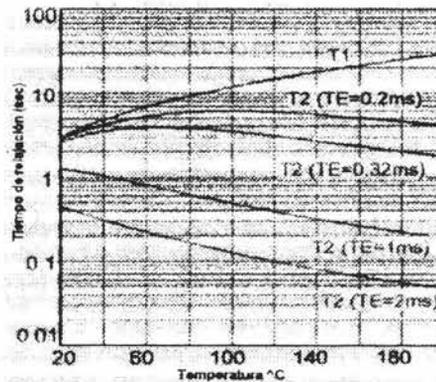


Figura IV-40. Coeficiente de difusión del agua.

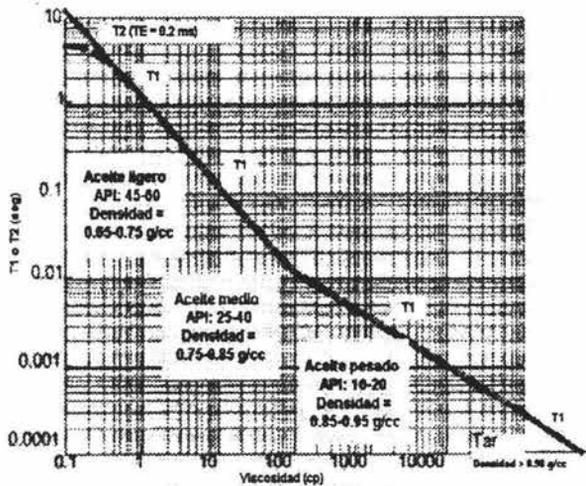


Figura IV-41. Clasificación del tipo de aceite. Como función de la viscosidad, T1, T2, y la densidad.

Para el caso del agua a la temperatura del espacio poroso, la relajación de volumen es débil y los tiempos de relajación son largos (aproximadamente 3000 ms). Para la viscosidad cruda, como el promedio rotatorio no es eficaz y los tiempos de relajación son relativamente cortos.

La temperatura tiene un efecto grande en las velocidades de relajación de volumen. Sobre el rango de temperaturas del agujero típico de 25 a 175 °C, los tiempos de relajación aumentan sobre un factor de 10.

Relajación con difusión en el gradiente del campo magnético.

La secuencia que describe CPMG en el principio de las mediciones remueve los efectos de los campos no homogéneos B0 con protones que no se mueven durante las mediciones. Cuando hay gradientes significantes en el B0 campo de difusión molecular puede aportar a la relajación de T2 (desfase). La relajación longitudinal (T1) no es afectado.

Considerando una molécula localizada en el punto A durante el pulso de 90 grados que empieza una secuencia de CPMG. Figura IV-42. Después de irse ladeando dentro de un plano transversal, el protón empieza su precesión de f_0 , la frecuencia local de Larmor. Sin embargo, como él se encuentra difundido variando lentamente B0 y por consiguiente sus cambios de frecuencia son lentos de Larmor. El es desfasado por el pulso de 180 grados hasta el punto B y continúa su movimiento.

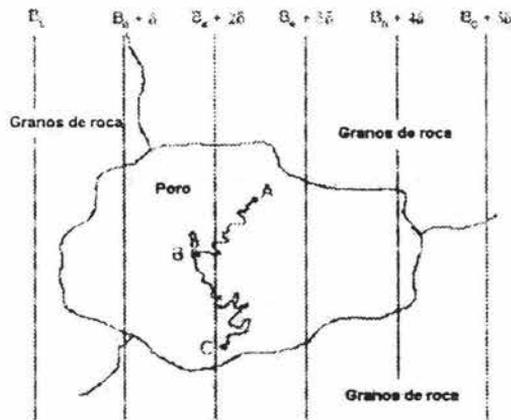


Figura IV-42. Relajación en los granos en la superficie.

El llega hasta el punto C en un tiempo TE , cuando el spin eco esta esperando. Nota, sin embargo su precedencia es más rápido entre los puntos A y B que realiza entre los puntos B y C. Porque de este, no es un desfase perfecto de TE . En el entretanto, otras moléculas están moviéndose en otras direcciones, cada uno con su propia historia de precedencia. Desde, reenfocando los protones en un tiempo TE es imperfecto. Desde el movimiento de las moléculas son aleatorias, el desfase es irreversible y contribuye a la relajación transversal.

Para los líquidos de volumen. $T2_D$ el resultado para este efecto esta dado por:

$$\frac{1}{T2_D} = \frac{D(\gamma G * TE)^2}{12} \quad \text{Ecuación IV.4.7}$$

donde D es el coeficiente de difusión molecular, y γ es la velocidad giro magnético del protón. G es la fuerza del gradiente en gauss / cm, y TE es el espacio del eco.

El gradiente, G , tiene 2 fuentes:

- Un gradiente causado por el imán.
- Gradiente microscópico inducido con la aplicación del campo B_0 que surge de la diferencia de la susceptibilidad magnético entre los granos de la roca y los fluidos del poro.

El mecanismo de difusión es menor para los fluidos del poro que los fluidos de volumen, porque los movimientos moleculares en los fluidos del poro son restringidos por los granos y la no mezcla de tipos de fluidos diferentes. En CPMG normal los modos de adquisición de TE es bastante corto típicamente para minimizar los efectos de difusión cuando el fluido del poro es agua o aceite medio o pesado.

El mecanismo de difusión es importante cuando esta presente el gas, porque la difusividad del gas es algunos ordenes de grandes magnitudes que para el aceite y para el agua. El coeficiente de difusión del volumen del agua, aceite y gas metano se incrementan con la temperatura. El coeficiente de difusión del gas se reduce con la presión.

La difusión normalmente sólo es importante cuando el gas significativo o los volúmenes de hidrocarburo ligeros están presentes. Normalmente las moléculas de gas son las únicas que difunden bastante lejos para este efecto ser notable. Para los líquidos, la relajación de superficie y de volumen dominarán la velocidad de decadencia de T2 durante el empleo con parámetros de adquisición normales.

Este $T2_D$ es el único término en la ecuación IV.4.7 de T2 que puede controlarse por el uso de la herramienta NMR. Ajustando TE y G, el usuario puede cambiar $T2_D$. Cambiando el gradiente es algo que tiene que ser hecho primero por el diseño del imán y secundariamente por la frecuencia.

Las herramientas de LWD-NMR tienen un gradiente uniforme en su zona de medición pero tienen 2 antenas y combinados con imanes que dan gradientes muy diferentes. Uno que es un gradiente alto que refuerza los efectos de difusión para ayudar a caracterizar el fluido y el otro un gradiente bajo para reducir los efectos de movimiento en mediciones de T2 mientras se perfora.

Por consiguiente un gradiente superior es muy preferible a un espacio de eco más largo. La ecuación IV.4.7 muestra como cambia la distribución T2 en cambios de espaciado del eco. En la figura IV-43 muestra cómo el espacio de eco produce un cambio a la izquierda con espacio de eco más largo para crecer en TE.

Por otra parte, podemos decir que tienen varios comportamientos estas variables que involucran los tres tipos de relajación, superficie, volumen, y de difusión las curvas que gobiernan estos aspectos se muestran en las figuras IV-44 y IV-45.

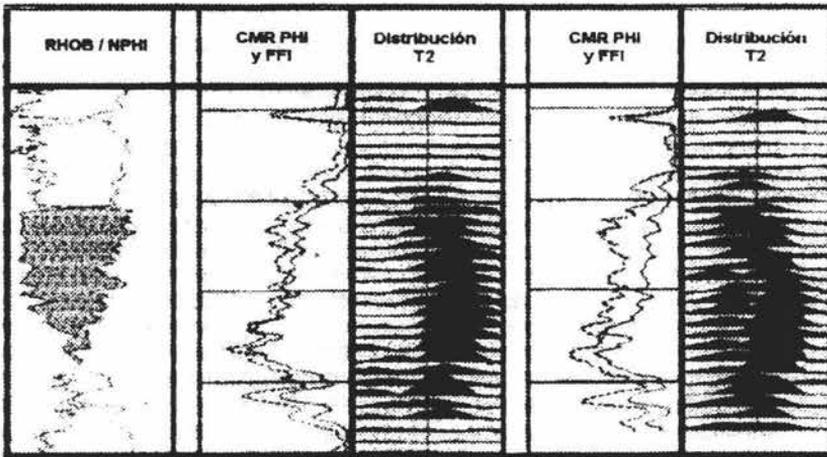


Figura IV-43. Efectos de difusión en la distribución de T2, con 2 diferentes tiempos de espera (TE).

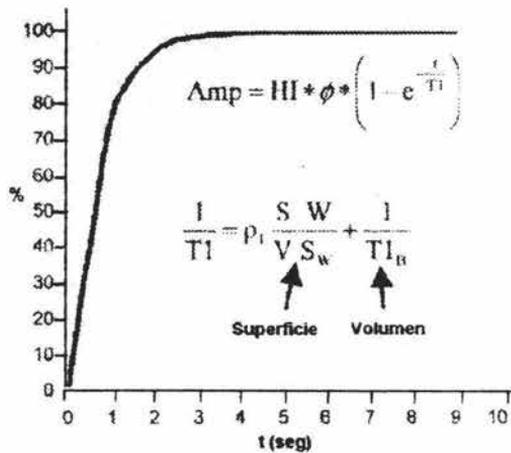


Figura IV-44. Resumen de relajación para T1, con las ecuaciones correspondientes al volumen y superficie.

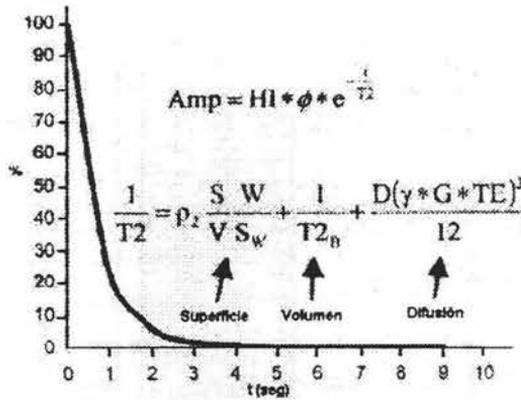


Figura IV-45. Resumen de relajación para T2, con las ecuaciones correspondientes al volumen, superficie y difusión.

Propiedades de los fluidos.

El entendimiento de las propiedades de los fluidos son críticos en la planeación y interpretación de NMR que registran al pozo. Porque el T1 y T2 de aceite y gas, y a veces agua, son predecibles, lo es conveniente para determinar las propiedades de los fluidos rutinariamente. La respuesta de las herramientas de registro NMR son dependiente de varias variables:

- Localización del fluido.
- Tipo de fluido (HI, viscosidad, salinidad, densidad).
- Presión.
- Temperatura.
- Características de la herramienta (gradiente, tipo de herramienta, esparcimiento del eco, tiempo de espera).

La temperatura y la presión en el objetivo de la formación, pueden ser normalmente estimadas con alguna confianza. Para el gas en el pozo, esta información es adecuada para descubrir el índice de hidrógeno (HI) y T1. De T1, el efecto de T1 puede calcularse durante cualquier tiempo de espera dado. El coeficiente de difusión también se puede conocer sólo la temperatura y presión. De, T2 es estimado, con la advertencia que cuando el tamaño de la burbuja es pequeño, T2 puede ser mientras T1.

Nota: que T2 puede ser función del esparcimiento del eco, TE, debido a la influencia de difusión en T2 como opuesto a T1. De conocer la gravedad específica en API y la proporción de aceite – gas, puede determinarse la viscosidad en el aceite. La viscosidad se usa para entrar en

la grafica de tiempo de relajación para el aceite y conocer T1 y T2. De nuevo, T2 puede depender del esparcimiento del eco.

Los coeficientes de difusión para el agua, aceite y gas se muestran en las siguientes ecuaciones.

Para el agua se tiene lo siguiente:

$$D_{wa} = 1.2 \frac{T}{298\eta} \quad \text{Ecuación IV.4.8}$$

donde η es la viscosidad en (cP) y T es la temperatura en $^{\circ}\text{K}$.

Para el aceite se tiene algo similar:

$$D_o = 1.3 \frac{T}{298\eta} \quad \text{Ecuación IV.4.9}$$

Para el gas y agua, cada uno tiene sólo un valor de D para cierta presión y temperatura. Sin embargo, un aceite tiene distribución de D debido a muchos tipos diferentes de moléculas en el aceite. En el aceite, D_o debe ser considerado como el valor de la media geométrica de esta distribución.

La difusión constante D_g depende de la movilidad molecular. Ahora, D_g es función de la temperatura T, presión P, y del ambiente con las moléculas difusas existentes. Para el caso de difusión rápida, D de gas es:

$$D_g = \frac{8.5 * 10^{-7} T^{1.9}}{\rho} \quad \text{Ecuación IV.4.10}$$

ρ es la densidad del gas en g / cm^3 y T es la temperatura en $^{\circ}\text{K}$.

Viscosidad del fluido.

Otro aspecto es la resolución de la viscosidad del fluido in – situ. Cuando la señal del aceite se identifica dentro de la distribución de T2, este es posible para estimar su viscosidad leyendo fuera de su velocidad de decadencia de T2.

Este método asume que la roca es esencialmente agua mojada, de modo que la señal de aceite es dominada por el decaimiento de volumen, en lugar de la relajación de la superficie. El decaimiento de volumen es una propiedad del propio aceite, y hay una relación directa entre la velocidad de decaimiento y la viscosidad del fluido.

Los crudos medios y ligeros con la viscosidad menos que 40 (cp) tienen bajo T2 mayor que 33 ms. La distribución de T2 para estos aceites está predominantemente en el rango de porosidad de fluido libre. Sin embargo, ellos también pueden tener las amplitudes significantes debajo de 33 ms. Aceite con viscosidad superior es predominantemente en el rango del fluido atrapado.

Por otra parte, el índice de hidrógeno es importante para la amplitud de la señal ósea. La fuerza de la señal es proporcional a la cantidad de hidrógeno en la formación.

Ahora pasemos a revisar otro aspecto que es el agua o agua salada. El índice de hidrógeno del agua a la temperatura de la superficie y la presión está definida como HI = 1. Porque hay dependencia muy pequeña de densidad en la temperatura y presión para el HI de agua está también la unidad cercana a las condiciones del fondo del pozo.

Sin embargo, las cantidades grandes de sales disueltas pueden reducir notablemente el índice de hidrógeno del agua. Figura IV-46. La salmuera del HI puede también estimarse con la siguiente ecuación:

$$HI_{\text{salmuera}} = 1 - 0.0004C_{\text{sal}} \quad \text{Ecuación IV.4.11}$$

donde C_{sal} es la concentración de sal en partes por millón.

Hidrocarburos puros.

La concentración de hidrógeno de químicos puros orgánicos puede determinarse de la densidad de la masa ρ (g/cm^3), peso molecular MW (g/mole), y el número de átomos de hidrógeno n_H en la fórmula química. La densidad de protones en el agua pura es de 0.11 (moles/cm³), y este valor se usa para convertir la densidad del protón al índice de hidrógeno.

$$HI = \frac{\rho n_H}{0.11 MW} \quad \text{Ecuación IV.4.12}$$

Un componente típico del petróleo, es n – octano, tiene un índice de hidrógeno de 1. La cadena recta común y la cadena ramificada saturaron los hidrocarburos se desvían no más de aproximadamente de 5 % de este valor. Los hidrocarburos no saturados (estos con doble o triple vínculo) tienden a reducir el valor del índice de hidrógeno.

Aceites crudos.

Los aceites crudos son mezclas de hidrocarburos de grados diferentes de saturación de hidrógeno. La composición química exacta del yacimiento crudo normalmente no es disponible pronto. Afortunadamente, la densidad en API de un aceite crudo normalmente es bastante para dar un buen indicador de índice de hidrógeno.

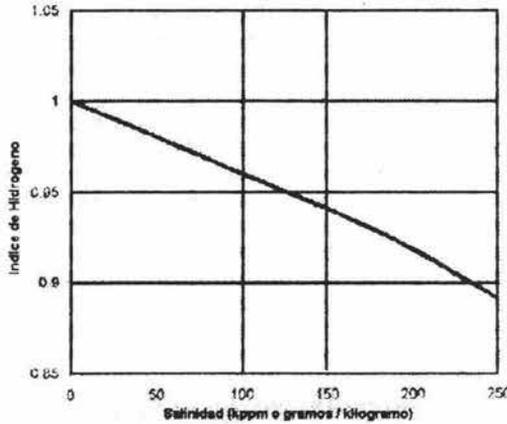


Figura IV-46. Índice de hidrógeno de agua contra la salinidad.

Las mediciones de NMR de la densidad del protón de gas libre en aceites crudos como función de su gravedad API se muestran en la figura IV-47. Los crudos ligeros (API > 25) tienen valores de índice de hidrógeno que están suficientemente cerca de la unidad para una práctica interpretación del registro.

Los crudos más pesados normalmente tienen volumen aromático superior que tienen las más bajas densidades del protón. Una corrección del índice de hidrógeno será necesaria determinar una porosidad correcta. HI no puede determinarse con precisión para el aceite sin un análisis químico, pero una estimación puede computarse con la siguiente ecuación:

$$HI_{\text{aceite}} = \frac{9 \rho_{\text{aceite}} \left(4 \left(1 - \frac{\rho_{\text{aceite}}}{1.6} \right) \right)}{12 + 4 \left(1 - \frac{\rho_{\text{aceite}}}{1.6} \right)} \tag{Ecuación IV.4.13}$$

donde ρ_{aceite} está dado por (g / cm³) la ecuación anterior se puede modificar para llegar a esta otra ecuación de aceite.

$$HI = \rho_{aceite} \left[\frac{R}{(12.011 + 1.008R)} \right]$$

Ecuación IV-14

donde R es la velocidad de los átomos de hidrógeno para átomos de carbono en el aceite.

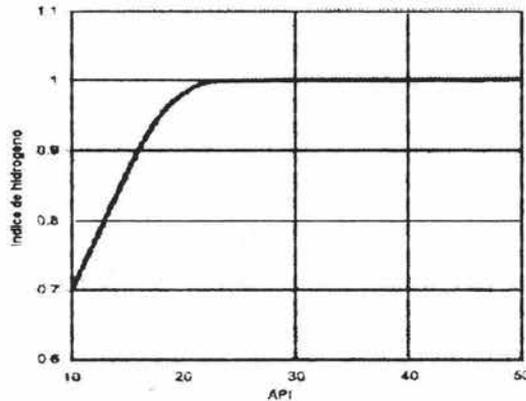


Figura IV-47. Índice de hidrógeno contra API, para el aceite crudo.

Para el gas.

El gas tiene bajo, pero no despreciable, densidad del protón a las condiciones típicas del yacimiento. Los líquidos diferentes, el índice de hidrógeno del gas depende fuertemente de la temperatura y presión. Un gráfico de HI para una mezcla de gas ligeramente más pesado que el metano.

Diferencias entre los registros acústicos y nucleares.

Las herramientas de neutrón también son sensibles a la densidad de hidrógeno, pero hay varias diferencias entre la respuesta de las herramientas NMR y las de neutrón en los yacimientos.

- Las herramientas de NMR sólo son sensibles al hidrógeno, mientras las herramientas del neutrón también son afectadas por otro neutrón fuerte dispersarse y absorbente, como el cloro y átomos que están presentes en la matriz de la piedra.
- No hay efecto en la matriz en todas las amplitudes de las señales de NMR.

- Las herramientas del neutrón son sensibles a todo el hidrógeno, incluyendo aquellos que parten de la matriz de la arcilla y estos son asociados con aguas cristalinas de hidratación. Las herramientas de NMR sólo son sensibles a los protones de los fluidos. Así, las mediciones de NMR es un indicador más consistente de porosidad que las mediciones del neutrón.
- Ninguna corrección del agujero es posible. Al contrario las herramientas del neutrón, las herramientas de NMR no tienen efectos del agujero bajo condiciones normales. Cuando el volumen de las mediciones se cruza con el agujero, el problema es normalmente obvio en los registros y las mediciones son irrecuperables.

El elemento de interpretación que es común entre las herramientas de NMR y las de neutrón son de importancia en el índice de hidrógeno. En ambos casos, la respuesta de la formación es proporcional a la densidad de los protones. Cada fluido tiene un índice de hidrógeno diferente que es función de la temperatura y presión.

Mediciones de porosidad.

Lo siguiente tiene referencia en las figuras IV-48 y IV-49.

Porosidad total.	Se refiere a la porosidad que se deriva de un espectro de T2 que tiene una representación buena de los T2's con tiempos de relajación lentos y rápidos. La porosidad es la suma los poros chicos del agua, fluido atrapado y fluido libre.
Porosidad efectiva.	Es la suma del fluido limitado y fluido libre; las herramientas de NMR antiguas no podrían resolver para la señal de agua limitada de arcilla debido al gran esparcimiento del eco.
Poro chico de agua	El agua limitada por la arcilla, el agua atrapada por la micro porosidad asociada con sedimentos de granos muy finos y agua asociada con la porosidad intraparticular en algunos carbonatos. Generalmente el poro chico de agua consiste de valores T2 por rango milisegundos arriba de 3 ms, dependiendo del tipo de arcilla, mineralogía, tamaño de grano y cantidad de compactación
Capilaridad de agua atrapada	Agua que no se produce de la formación debido a las fuerzas capilares. Generalmente, la capilaridad del agua limitada consiste en valores de T2 desde 0.3 ms al corte T2 de fluido libre.
Volumen de fluido atrapado (BFV)	Es el volumen de la formación ocupado por los poros pequeños de agua y la capilaridad de agua limitada. BFV consiste en todos los tiempos de relajación T2 a menos que dependa de la litología T2 que separan el fluido libre del volumen del fluido limitado

<p>Volumen de fluido libre</p>	<p>El volumen de la formación es ocupado por el gas producible, aceite medio a ligero y agua. El volumen de fluido libre consiste en valores de T2 mayor que el corte del fluido libre T2. El corte de T2 puede variar para la distribución de T2 del poro pequeña de agua, capilaridad del agua limitada y fluido libre, y sus rangos pueden traslaparse</p>
---------------------------------------	---

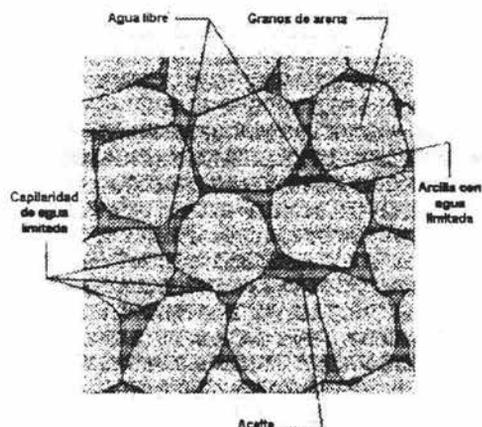


Figura IV-48. Definiciones de los fluidos.

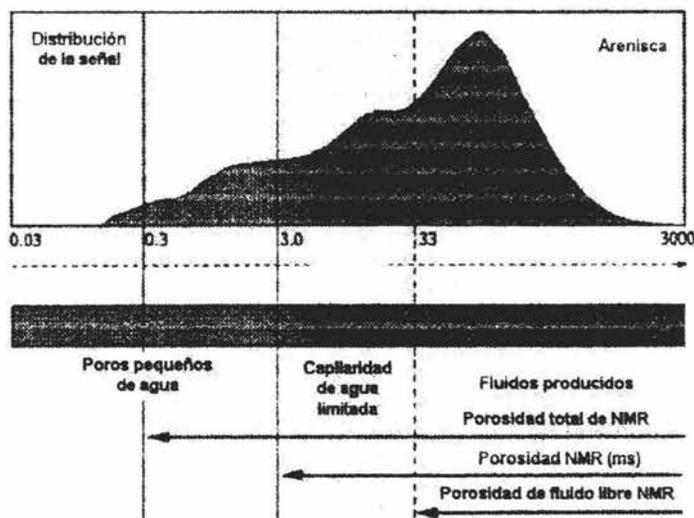


Figura IV-49. Divisiones del espectro T2.

Permeabilidad.

La única habilidad de NMR es mirar las estructuras del poro que proporciona un método ideal para estimar la productividad del yacimiento. Con la calibración cuidadosa del núcleo, estas estimaciones de permeabilidad NMR pueden ser usadas para reemplazar datos de núcleo, particularmente en pozos de desarrollo

La estimación de la permeabilidad por LWD – NMR es basado en la expectativa que incrementa la permeabilidad con ambas porosidades y tamaño del poro. NMR y mediciones de permeabilidad de salmuera en las muestras de núcleo han producido varias correlaciones empíricas.

Ecuación SDR.

$$K_{NMR} = a1(I' 2_{1m})^{b1} (\phi_{NMR})^{c1} \quad \text{Ecuación IV.4.15}$$

y

Ecuación de Timur Coates.

$$K_{NMR} = a2(10^4 \left(\frac{\phi_{FF}}{\phi_{BF}} \right)^{a2}) (\phi_{NMR})^{c2} \quad \text{Ecuación IV.4.16}$$

$T2_{1m}$ esta representado en un semi-logarítmico de la distribución T2. En las ecuaciones anteriores, el tiempo de relajación está en milisegundos y la porosidad está en unidades decimales. Los valores predefinidos para los factores multiplicativos y exponentes son: $a1 = 4$, $a2 = 1$, $b1 = 2$, $b2 = 2$, $c1 = 4$ y $c2 = 4$.

Debe notarse que se espera ambos aumentar la porosidad producible y la permeabilidad con el diámetro de la garganta del poro, considerando que NMR responde al diámetro del cuerpo del poro. Afortunadamente, la relación cuerpo / garganta es aproximadamente constante para la mayoría de las areniscas.

En algunas situaciones cuando se realiza un registro en modo rápido, sólo el volumen del fluido limitado esta disponible. En este caso, la porosidad se deriva de otras herramientas de porosidad, y la permeabilidad se estima de la ecuación IV.4.16 sustituyendo ϕ_{FF} con ϕ_{BF} .

BFV contra BFI.

La suma de las amplitudes en la distribución T2 aparente por encima de todos los tiempos de relajación menos que $T2_{\text{corte}}$ produce una estimación del volumen de fluido limitado (BFV).

En zonas húmedas $BFV = BVI$; sin embargo, en zonas productivas de aceite, si la distribución T2 de aceite tiene amplitudes con valores T2 menos que $T2_{\text{corte}}$, entonces $BFV > BVI$. Este mismo efecto también puede ocurrir en zonas de gas productivas si la señal del gas tiene un tiempo de relajación menos que $T2_{\text{corte}}$.

La diferencia entre BFV y BVI en una zona de aceite se muestra esquemáticamente por el área sólida sombreada en la figura IV-50. En zonas productivas de hidrocarburos, se usa BFV en lugar de BVI en la ecuación de Timur Coates puede dar resultados de bajo estimación de la permeabilidad. En algunos casos se usa BFV puede dar resultados para estimar la permeabilidad en zonas de aceite que son pesimistas.

En esta figura se muestra la diferencia entre BFV y BVI en la zona de aceite y la salmuera que se traslapa en la distribución T2. BFV y BVI son las áreas debajo la distribución T2 aparente y la salmuera, respectivamente, que están a la izquierda de T2, del corte. La diferencia entre BFV y BVI se muestra por el área sólida sombreada.

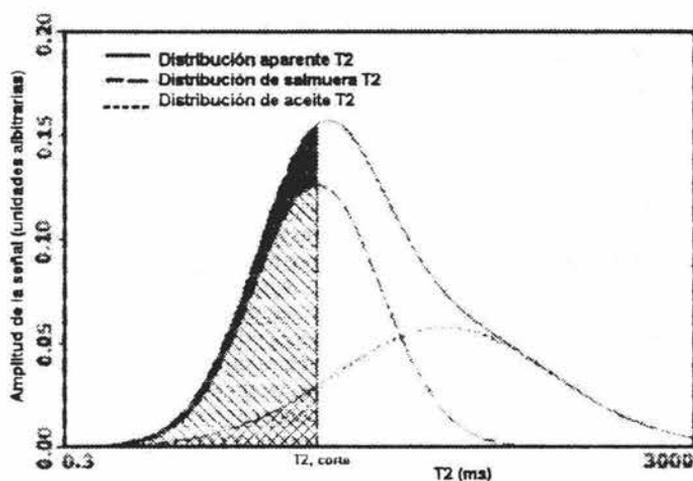


Figura IV-50. Diferencias entre BFV y BVI en la zona de aceite.

Resolución alta de permeabilidad.

La mayoría de las contribuciones más importantes de NMR que registran es su habilidad de proporcionar una estimación de la permeabilidad continua o indicador. En estas formaciones laminadas delgadas, la permeabilidad puede variar por órdenes de magnitud dentro de unas pulgadas. Es importante obtener una estimación de la permeabilidad continua como una resolución alta como sea posible bajo estas condiciones.

Considerando el efecto que la permeabilidad tiene en la señal NMR T2, en la figura IV-51 se muestra una serie de señales hipotéticas NMR para incrementar la porosidad y el tiempo de decadencia T2. En la fila de arriba se muestra un juego de señales en que los tiempos decrecen T2 pero la porosidad es igual y por consiguiente la permeabilidad estimada aumenta de izquierda a derecha.

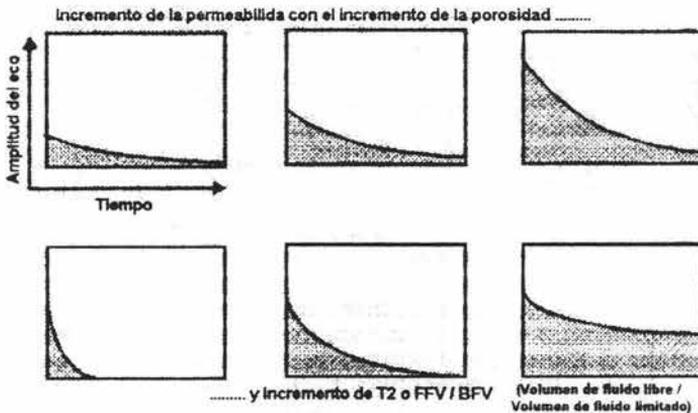


Figura IV-51. Permeabilidad y señal del eco NMR

La fila de abajo muestra un juego de señales en que la porosidad permanece igual pero los tiempos T2 decrecen y por consiguiente la permeabilidad estimada aumenta de izquierda a derecha. La imagen que se pinta es una área creciente bajo el sobre que decae el eco y que la permeabilidad estimada aumenta en respuesta al aumento de la porosidad y / o decae el tiempo de T2.

Esta observación sugiere un indicador de permeabilidad NMR puede ser basado en el área sobre el decremento del eco. El indicador es bastante simple, la suma de las amplitudes eco y es directamente proporcional al área sobre el decremento del eco, como se demuestra en la figura IV-52.

Un beneficio importante de este indicador es su precisión en los ambientes de señal baja al ruido. No es necesario apilar la secuencia de datos, y por consiguiente la resolución vertical de las mediciones están cerca de la longitud de las antenas de las herramientas NMR.

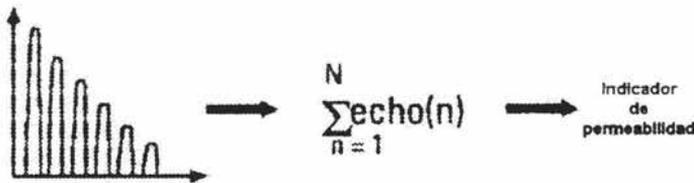


Figura IV-52. Sumatoria de los ecos.

Una respuesta de permeabilidad cuantitativa puede obtenerse calibrando la suma de los ecos a través de ajustarse para seleccionar la permeabilidad verdadera del suelo. Por ejemplo, usando los datos de núcleo. Figura IV-53. En esta se muestra un ejemplo de una resolución alta del indicador de permeabilidad de un registro de formación.

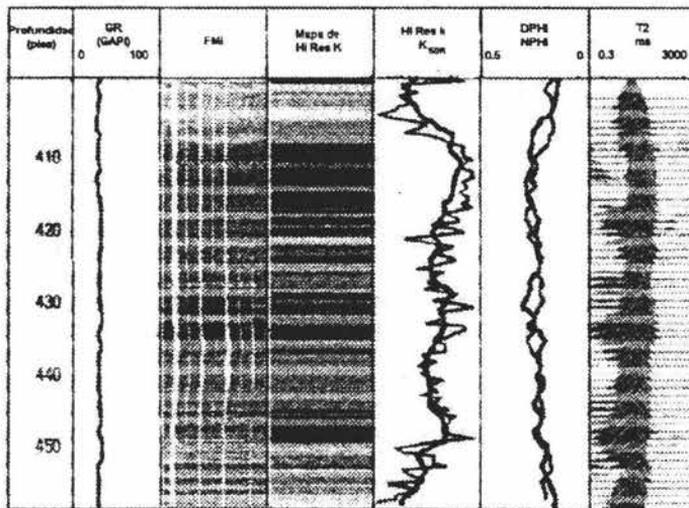


Figura IV-53. Indicador de resolución superior de la formación

En la banda 1 se muestra rayos gamma, en el azul oscuro, con carácter muy pequeño. En la banda 2 es la imagen de FMI, la imagen amarillo ligero indica resistividad de porosidad baja, y la imagen marrón oscuro indica mas conductividad, porosidad alta. En la banda 3 la imagen de **resolución alta del indicador de permeabilidad (HRPI)**. La imagen de amarillo ligero indica

permeabilidad baja estimada por el HRPI. En la imagen de marrón oscuro indica la permeabilidad alta.

En la banda 4 es la comparación del HRPI y la permeabilidad estimada K_{SDR} con la ecuación de SDR. En la banda 5 se muestra la densidad, en verde, y neutrón, en púrpura, porosidad en escala de caliza. Y en la banda 6 se muestra la distribución T2.

IV.5 OTROS REGISTROS.

En yacimientos de producción de aceite puede ser mal interpretados o incluso fallar completamente, en base, a la interpretación convencional de resistividad. Una dificultad es el hecho de que muchos yacimientos de producción de aceite se exponen anómalamente con valores bajos de resistividad, que producen falsas estimaciones de saturación de agua.

Otras dificultades de interpretación de los registros de resistividad pueden ser localizando aguas con salinidad variable o conocida o aguas de formaciones frescas. También ocurren problemas en formaciones con litología compleja porque se usan valores de parámetros predefinidos en las ecuaciones anteriores y que puede producir estimaciones de saturación de agua totalmente erróneas.

En esta sección se mencionaran algunos métodos populares y nuevos de caracterización del fluido, sus mediciones y aplicaciones en forma general.

Método de caracterización del fluido de resonancia magnética. (MRF).

Este método se caracteriza por que trabaja con los fluidos de la roca porosa. El método usa una colección de mediciones de spin-eco que pueden ser adquiridos en el laboratorio o por las herramientas de registro NMR. En general, la colección de datos consiste en mediciones de spin-eco con diferentes esparcimientos de eco, tiempos de polarización, aplicado al gradiente del campo magnético, y número de eco's.

Estas mediciones son sensitivas a la viscosidad y coeficiente de difusión molecular de los fluidos y por consiguiente proporcionan la información necesaria para caracterizar los fluidos.

El método MRF se basa en la inversión del modelo de relajación general multifluidos que describe el decremento en la magnetización transversal en la roca porosa que contiene los fluidos del yacimiento. El modelo de relajación consiste en la distribución separada de todas las mediciones de señales spin-eco de los fluidos que pueden ser representados en la roca del yacimiento; salmuera, aceite, gas, y **filtrado de lodo base aceite (OBMF)**, incluyendo mezclas de gas disueltas en el aceite o en OBMF.

El ingrediente importante en el modelo de relajación multifluidos es una fenomenológica microscópica, modelo de viscosidad constituyente (CVM) para mezclas de hidrocarburos con vínculo de relajación libre difusión y difusión molecular en aceites crudos.

El CVM mejora lo robusto de la inversión significativamente así la exactitud de caracterización del fluido es posible incluso cuando la salmuera y el aceite crudo se traslapan en las distribuciones T1 y T2.

El modelo de MRF contribuye a los objetivos para las señales de NMR por los objetivos de salmuera, aceite, gas y aceite filtrado de lodo base aceite usando una colección de sucesiones de eco spins típicamente 6.

Mediciones de valores petrofísicos por MRF.

Gas. El gas puede ser fácilmente identificable porque su coeficiente de difusión es mayor significativo que los líquidos de zona alta. La inversión proporciona estimaciones exactas de la amplitud del gas incluso en presencia de aceite crudo (por ejemplo, en yacimientos donde la presencia esta por debajo de la presión de burbujeo).

Saturaciones de aceite crudo. Las saturaciones de aceite crudo pueden ser estimadas cuantitativamente incluso en presencia de OBMF y proporciona la presencia de gas si existe suficiente contraste de viscosidad entre el aceite y OBMF.

Volumen de fluido en zona alta. La porosidad llena de salmuera donde ha sido supuesto, salvo por la corrección del índice de hidrógeno, las amplitudes de spin eco usadas en la inversión están en unidades de porosidad calibradas.

Saturaciones de fluido en zona alta. Las saturaciones de fluido en zona alta son estimadas con el volumen del fluido.

Viscosidad de aceite. El macroscopio (mediciones) de viscosidad de aceite crudo puede ser estimadas por medio de logaritmo en la viscosidad consistente de aceite crudo en la distribución usando el CVM.

Aplicabilidad de MRF.

La inversión es robusta y exacta para rangos anchos de viscosidad de aceite crudo. Este rango es muy bajo de viscosidad para viscosidades moderadas altas del orden de 70 cp. La inversión es mas difícil para aceites de viscosidades altas y no es confiable para aceites con viscosidades en excepción sobre 100 cp.

Método de espectro diferencial (DSM).

DSM es usado para gases típicos y aceites ligeros. Aceites ligeros y gas natural tienen tiempos T_1 muy similares pero tiempos T_2 muy diferentes en presencia del gradiente magnético, que permiten la separación de la fase gaseosa con la fase líquida (incluyendo salmuera) en la base en su discrepancia de propiedades de difusión. Similarmente la salmuera y el agua tienen propiedades de difusión similar pero con grandes contrastes en T_1 .

El método de espectro diferencial usa estos factores para separar los tres tipos de fluidos para tener pasos con diferentes tiempos de espera. Se usan para identificar aceite ligero se limita al fin bajo del espectro de viscosidad porque de la separación T_1 requiere entre las fases de la salmuera y del hidrocarburo.

Usando principalmente diferentes tiempos de espera para registros de la misma sección en yacimientos de arenisca que contienen aceite ligero. El tiempo de espera corto sólo permite fluido limitado y agua libre para ser polarizado totalmente como también los tiempos de espera largos que permite polarizar el hidrocarburo para ser polarizado como el pozo.

Esto significa que cuando los dos espectros T_2 son sustraídos con otros cada uno, la diferencia sería el espectro T_2 del hidrocarburo en el yacimiento. Figura IV-54. Esta técnica podría ser muy útil en una arena para eliminar la señal que limita la arcilla.

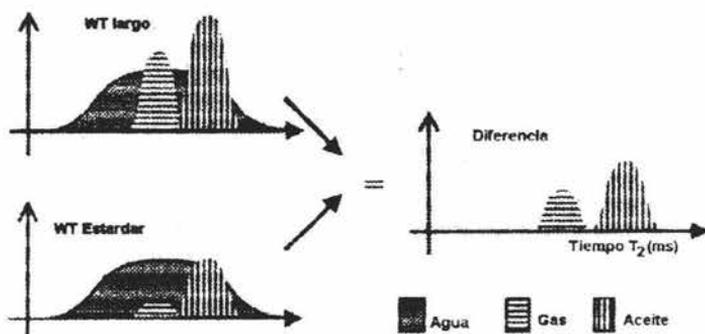


Figura IV-54. Principio del método de espectro diferencial (DSM).

Aplicaciones y limitaciones de DSM.

El DMS requiere un gran contraste T_1 , un gran contraste de difusión, y una velocidad buena de señal para el ruido, son candidatos viables para aplicaciones de DMS, gas y aceite ligero del yacimiento. El aceite del yacimiento

de la viscosidad de volumen debe estar menos de 1 (cp), y la porosidad del gas aparente debe ser mayor que 1 (cp).

Método de difusión mejorado (EDM).

EDM es usado para aceites de tipo medio. El método de difusión mejorado EDM aprovecha los contrastes de difusión de la separación del agua y del aceite con sus respectivas señales de resonancia magnética nuclear NMR.

Los registros estándar de NMR difieren adquiriendo tiempos inter cortos de eco (TE), mediciones, datos de EDM son adquiridos usando largos TE intensificando la difusión. Fundamentalmente la demostración de EDM en absoluto el límite superior para el T2 del agua, así cualquier T2 grande que este límite inequívocamente indica que esta presente el aceite.

El EDM usa contrastes de difusión para determinar la porosidad ocupada por el aceite medio ($1 \text{ cp} < q < 50 \text{ cp}$). Las mediciones de T2 con la herramienta es muy pequeña que cada uno de T_{2B} , T_{2S} y T_{2D} . Los parámetros de G y TE pueden ser ajustados para producir un valor pequeño de T_{2D} para cualquier fase de líquido.

A través de tal ajuste, un límite superior para el espectro T2 de cualquier fase puede establecerse. Con tal de que T2 de un aceite sea más grande que aproximadamente $2 * T_{2D,b}$ el tiempo de relajación T2 tiempo para la difusión de la salmuera, la porosidad de aceite lleno puede ser obtenido de su cima separada. Figura IV-55.

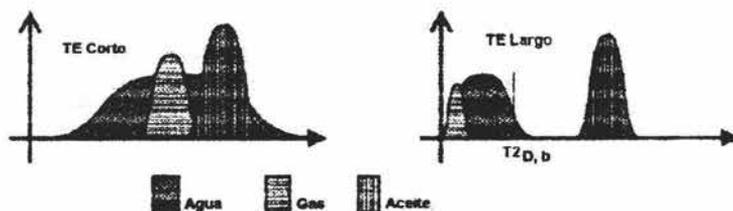


Figura IV-55. Método de difusión mejorado (EDM).

La separación de T1 requiere imponer en aplicaciones de difusión en aceites de viscosidad alta pueden ser eliminados por el uso de EDM, donde la difusión es volver dentro del modo de relajación dominante para la fase de salmuera mojada.

Manipulando los tiempos de espera pueden entonces usarse para cuantificar los volúmenes del hidrocarburo cuando las 2 fases son separadas en el dominante T2.

El concepto básico de EDM es volver la difusión dentro de un eficaz mecanismo de relajación transversal mientras se minimiza la relajación de superficie dominante por los registros adquiridos de NMR en tiempos prolongados de inter ecos. Tres mecanismos diferentes que operan en paralelo, contribuyen a la velocidad de relajación aparente global de agua en el medio poroso.

Nota: que ningún contraste de T1 es necesario en el EDM desde los hidrocarburos contra la separación de agua se logra, en base, a un contraste de T2. También se nota que el contraste puede variarse por el uso a través de $T2_D$ ajustando TE y / o G.

Aplicaciones de EDM.

El EDM puede ser aplicado en yacimientos carbonatados. De entrada DSM no pueden dar resultados buenos en tales yacimientos debido al extenso T2 y componentes de T1 para la fase de salmuera.

La aplicación mejor de EDM es con aceites de viscosidad intermedia complementada con otras aplicaciones de entrada de hidrocarburo NMR diseñado para hidrocarburos más ligeros. También EDM proporciona el método para determinar su saturación de aceite residual.

El método de difusión mejorado permite identificar directamente los aceites ligeramente viscosos aprovechándose del contraste de difusión entre estos dos fluidos en un gradiente del campo magnético. Aunque el rango de viscosidad exacta de las aplicaciones depende en las propiedades de NMR del aceite y del valor de $T2_{DIF}$, la aplicación de entrada EDM para aceites es del rango de 1 cp hasta 50 cp.

Método de espectro cambiante (SSM).

SSM es usado para el gas y tipos de aceites. Este método es mejor que el método de espectro diferencial en arenas de gas porque la cantidad de señales de DSM es pequeña cuando HI y gas llenos de porosidad es baja.

El SSM es también un método de contraste de difusión. El aplica 2 diferentes tiempos de espera (TE) y prolongados $TW \geq (2 \text{ hasta } 3) * T1_{max}$ en dos secuencias de pulso CPMG. Relacionando al espectro de T2 que es el resultado del TE corto, el espectro T2 con TE largo debido al efecto de difusión es cambiante al fin de T2 baja, y el espectro también está comprimido.

Si la señal de gas es cambiada al tiempo muerto de una herramienta de NMR que al coleccionar los datos de TE largos, entonces la señal de gas no puede detectar en los grandes datos de TE; sin embargo, la señal de gas está presente en los datos cortos de TE. Tomando la diferencia entre los datos de TE largos y cortos e ignorando la influencia de difusión de salmuera y aceite, sólo la señal de gas se obtiene.

En la figura IV-56 se ilustra el principio de SSM. La curva sólida, muestra como "a" en la figura representa el espectro obtenido cuando TE = corto, y la curva punteada, muestra como "b" representa el espectro obtenido cuando TE = largo. La cima de 40 ms en la curva sólida es gas y es cambiante afuera en el espectro de 4.8 ms. La señal de gas es encontrada es deducida con la curva punteada junto con la curva sólida.

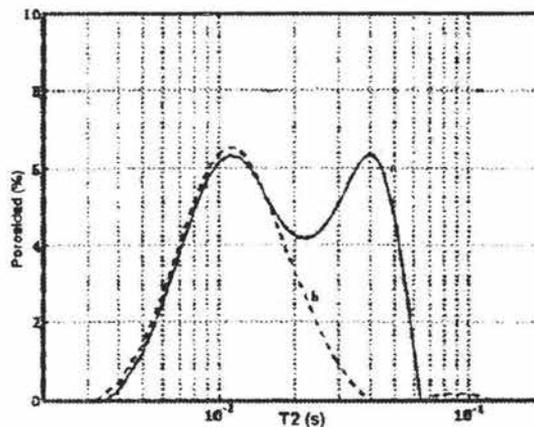


Figura IV-56. Método de espectro cambiante (SSM).

IV.6 PROFUNDIDAD DE MEDICION.

La combinación de datos NMR con otros registros es otra poderosa manera de proporcionar la identificación de los hidrocarburos, es por eso que daremos una breve explicación de algunos métodos.

Resonancia de densidad magnética (DMR).

El DMR es un método para identificar y evaluar la producción de gas o yacimientos de aceite muy ligero con la combinación de la porosidad densidad y la porosidad total de NMR.

DMR es conveniente solo cuando hay producción alta de gas dentro de profundidades superficiales de investigación de las herramientas de NMR y de densidad. Es decir, el gas debe estar presente en la zona alta para que estas herramientas lo vean. El método DMR también requiere que el tiempo de espera sea suficientemente largo para polarizar la mayoría del agua de la formación y filtrado de lodo. La fase de gas no tiene que ser polarizada totalmente.

DMR se dirige a los siguientes problemas que relacionan a las mediciones de NMR:

- Porosidad deducida de la densidad leídas demasiado alta en zonas de producción de gas.
- Porosidad total leídas demasiado bajas en zonas de producción de gas.
- Zonas de producción de gas son identificadas cuando la porosidad total NMR es leída mucho menos que la porosidad deducida de la densidad.

DMR proporciona los siguientes productos de respuesta.

- Identificación de zonas de producción de gas.
- Porosidad total de corrección de gas o porosidad de resonancia magnética – densidad (DMRP).
- Saturación de gas en zona alta.
- Permeabilidad en arenas de producción de gas.

Aplicación de DMR.

El DMR se basa en ecuaciones que responden a la formación de densidad de volumen, merece la pena que las ecuaciones no se restringen para las arenas o simples yacimiento carbonatados; formaciones que consisten principalmente de simple litología como la arenisca, limonita o dolomita. Estas son aplicables para formaciones complejas con litología mixta que proporciona la densidad de la matriz que son conocidas con mediciones de núcleo o pueden ser estimadas con otros registros de medición.

Método de resonancia magnético – sonico.

Por razones ambientales, hay tiempos cuando el uso de fuentes químicas radiactivas para registros de densidad y de neutrón no es posible. La incapacidad para usar estas herramientas de registro seriamente afectan la determinación de la porosidad en yacimientos de producción de gas. Varias herramientas, como la herramienta de resonancia magnética nuclear (NMR), la herramienta sónica, para determinar la porosidad sin usar una fuente radiactiva.

Los registros de porosidad derivados de NMR solo padecen del índice de hidrógeno bajo de gas y el tiempo de polarización largo para T1 de gas cuando los datos son adquiridos con un tiempo de espera insuficiente. Para proporcionar

una estimación robusta de la porosidad total en formaciones de producción de gas, una técnica de combinación densidad – NMR se ha sugerido.

Sin embargo, los registros de densidad usan una fuente química radiactiva, y en ciertos ambientes, no se usa debido a los miedos de la fuente radioactiva que está perdido en el agujero. Sin embargo es posible para combinar los registros de sonico y NMR para mejorar la evaluación de la porosidad en yacimientos de producción de gas.

La primera variante del uso del método es el tiempo de tránsito sonico compresional y la porosidad total de NMR para determinar la porosidad total, corregida para efectos de gas, y la saturación de gas de zona alta.

En la segunda variante del método, la ecuación de rugosidad Gassman tiene una respuesta muy similar a la ecuación de Raymer Hunt Gardner (RHG) para mezclas de agua – gas. Estas permiten substituir de la ecuación compleja de Gassman por ecuaciones muy simples RHG con la combinación de la técnica sonico – NMR para estimar la porosidad total y saturación de gas en zona alta en formaciones de producción de gas.

Ahora mostraremos varios ejemplos comenzando con la técnica de resonancia de densidad magnética para la evaluación de yacimientos de producción de gas, mientras agregando otros registros convencionales como el neutrón, resistividad para extender la técnica de DMR para identificar gas, aceite pesado, aceite ligero.

Identificando el gas.

El gas produce un déficit grande de varios pulgadas entre TCMR y DPFI. El déficit es causado por un bajo índice de hidrógeno y los prolongados T1 de abatir el gas TCMR en un momento dado, y la baja densidad de gas sobreestimado DPFI en los otros. Además de los registros de porosidad de neutrón (NPHI) que también muestra un déficit grande DPFI – NPHI confirma la presencia de gas como se ve en la figura IV-57. En este ejemplo de gas del mar del norte comprende desde el fondo hacia arriba una zona de agua, una zona de aceite y una zona de gas respectivamente.

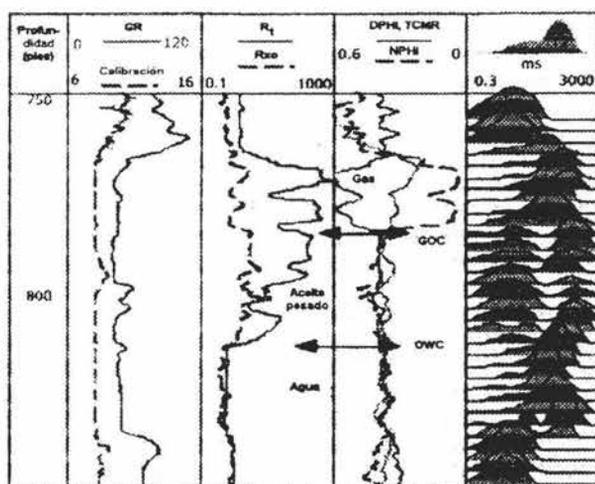


Figura IV-57. Ejemplo para identificar el gas en el norte se Asia.

La zona de gas es clara indicando por el déficit grande DPHI – TCMR, un déficit grande DPHI – NPHI en la banda 3 y se lee resistividad alta en la banda 2. Nota a diferencia de la distribución T2 en el agua, aceite y zona de gas en la banda 4.

Identificando el aceite.

Para las herramientas de registro NMR, el T1 y T2 del aceite son principalmente controlado por la viscosidad del aceite. La calidad del aceite puede ser clasificado en 3 grupos extensos; aceite ligero, aceite medio y aceite pesado. Cuando la polarización suficiente es logrado, el aceite normalmente muestra ningún déficit o un déficit pequeño de sólo unas pulgadas entre TCMR y DPHI.

En casos favorables, la presencia de aceite se indica por las lecturas de resistividad alta y comparando el aceite característico T2 con el agua T2 en los registros de distribución T2 como se ve en la figura IV-58, figura IV-59 y figura IV-60.

El esquema de Un de la identificación de la aceite común es aplicar un corte del aceite. En el ejemplo de aceite ligero que se muestra en la figura IV-58, el aceite ligero es identificado claramente por el extenso T2 sobre 500 ms del corte. El aceite medio tiene más bajo T2 y requiere T2 un conocimiento anterior del agua para ser notable en el registro de distribución T2 como se ilustra en el ejemplo de aceite medio mostrado en la figura IV-59.

En este caso, el núcleo NMR ha establecido T2 el límite superior, para el agua de 210 ms para este yacimiento. El aceite es indicado por los componentes de T2 que excede del corte. En el ejemplo de aceite pesado que relaja por debajo de 3 ms del corte se ilustra en la figura IV-60.

En la figura IV-60 es un ejemplo de aceite pesado, identificando por los componentes de T2 bajo 3 ms de corte y leyendo resistividades altas. La zona de aceite pesado es resaltado por el área sombreada en la banda de porosidad que representa la porosidad NMR entre 0.3 y 3 ms en este ejemplo.

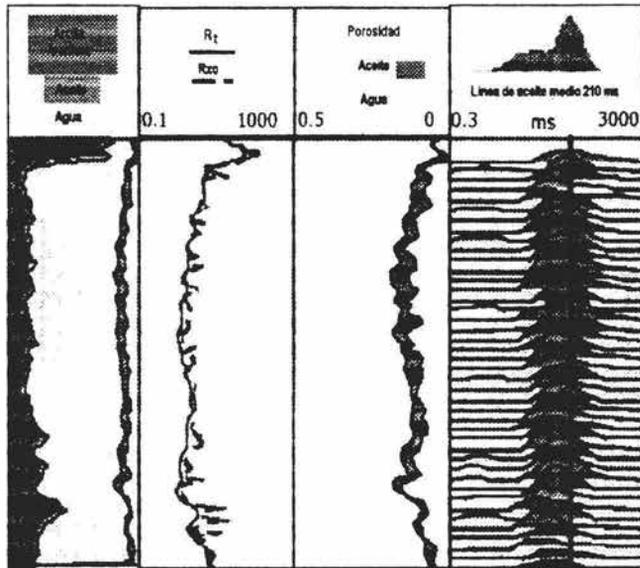


Figura IV-58. Aceite ligero.

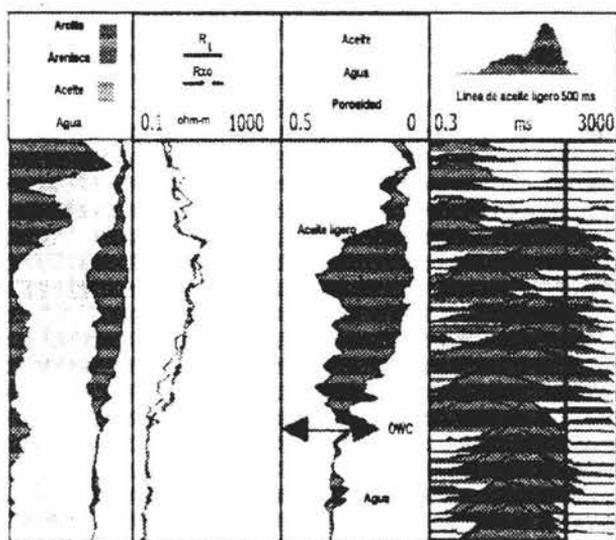


Figura IV-59. Aceite medio.

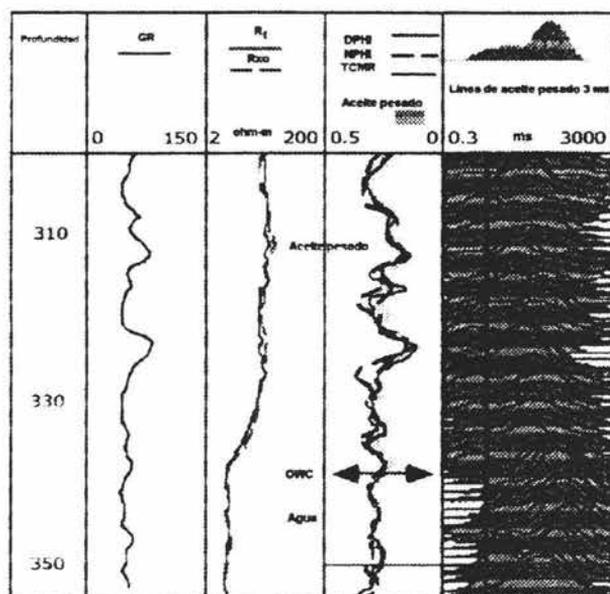


Figura IV-60. Aceite pesado.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las herramientas MWD y LWD ayudan a tener un mejor control de la perforación con un mínimo costo y tiempo. Además facilita la perforación promoviendo la trayectoria para pozos verticales direccionales o horizontales alcanzándose el objetivo en forma rápida y sin muchas desviaciones.

La combinación de las herramientas MWD y LWD permite al perforador y al geólogo ver virtualmente las formaciones y los fluidos de las mismas mientras se perfora. Por otra parte, se debe aplicar esta tecnología para los pozos de exploración, y de desarrollo para lograr una mejor productividad de los yacimientos y obtener mayores ganancias.

Aplicando estas herramientas los pozos pueden ser perforados con mas eficiencia y con mas exactitud que antes. La barrena puede ser dirigida hacia los hidrocarburos y el pozo puede mantenerse en la zona productora.

También podemos decir que al momento de perforar se tienen todos los datos de registros geofísicos, y de direccionamiento de la herramienta en tiempo real sin detener las operaciones de perforación.

Al igual que se puede obtener mucha información acerca del tipo de formación que esta cortando la barrena en ese momento y ayuda a los perforadores a evitar riesgos asociados con problemas comunes como entrada de gas, atrapamiento de tubería y tubería pegada entre otros.

Es recomendable la aplicación de esta tecnología en la perforación de pozos. Sin embargo, se deben evaluar las condiciones del pozo o pozos vecinos para determinar si es viable o no su uso, tomando en cuenta los costos y las diferentes herramientas que se necesiten según el programa de perforación direccional u horizontal para dicho pozo ya sea exploratorio y/o desarrollo.

También es factible analizar y evaluar datos generales del pozo para así tener mas conocimiento de este y realizar una perforación exitosa hacia el objetivo.

Por lo tanto se debe aplicar el MWD y LWD para todos los pozos siempre que sean pozos rentables y que sirva para optimizar los recursos no renovables con un control mejorado.

Bibliografía.

1. **Adam T. Bourgoyne Jr.** Applied Drilling Engineering, Society of Petroleum Engineers, Texas, 1984
2. **B. A. Montaron.** Improvements in MWD telemetry "The Right Data at the Right time". SPE 25356.
3. **B. J. Patton.** Development and Successful Testing of a Continuous Wave, Logging While Drilling Telemetry System. SPE 6157.
4. **Directional Drilling and Deviation Control Technology.** French oil and gas Industry Association. 1990
5. **Donal S. Grosso, SPE, Teleco Oilfield Services.** Report on MWD Experimental Downhole Sensors. SPE 10058.
6. **F. Eberstadt.** Borehole Telemetry. SPE 5844.
7. **García Muñoz Norma Araceli.** Equipo y diseño de la perforación de pozos, tesis, UNAM, febrero de 1999.
8. **Halliburton, Sperry Sun.** Sperry Sun Product, Services, and Solutions.
9. **K. Hsu.** Interpretation and Analysis of Sonic While Drilling Data in Overpressured Formation. Anadrill, Sugar Land Texas, 1992
10. **Michael Economides.** Petroleum Well Construction, Mc Graw Hill, USA, 1984.
11. **Neal J. Adams.** Drilling Engineering a Complete Well Planning Approach.
12. **R. Hutin.** New Mud Pulse Telemetry Techniques for Deepwater Applications and improved Real Time Data Capabilities. SPE 67762.

13. **Romero Anduaga Juan Manuel.** Análisis Comparativo de Métodos de Diseño para la Trayectoria de Pozos Direccionales, UNAM, Noviembre 2003.
14. **Schlumberger.** MWD/LWD (Registros Durante Perforación) y equipo direccional, información técnica.
15. **Schlumberger.** Interpretation Principles and Applications.
16. **Schlumberger.** Logging While Drilling.
17. **Sperry Sun.** Manual de perforación.
18. **Sperry Sun.** Manual de Directional Drilling.
19. **Sperry Sun.** Sistemas de Medición Durante la Perforación.
20. **SPWLA Reprint series.** Measurement While Drilling, Society of Professional Well log analysis, Penn Well Book, January 1993
21. **W. A. Zoeller.** Pore Pressure Detection From the MWD Gamma Ray. SPE 12166.