

Introducción

Los registros se utilizan en exploración para correlacionar eventos de características similares y mapear estructuras e isopacas, su principal aporte es en la definición de las propiedades físicas de las rocas; como: porosidad, geometría del poro, saturación de fluidos, permeabilidad.

Con los registros también pueden identificarse zonas productivas, determinar su profundidad y espesor; distinguir entre petróleo, gas o agua en el yacimiento.

La computadora en los equipos de registro agiliza el procesamiento de la información, lo que ayuda a dar un diagnóstico en el pozo. Una interpretación más detallada se realiza en los centros de procesamiento de registros que tienen las compañías, este proceso tiene gran importancia en la decisión geológica-económica.

Qué es un registro de pozo

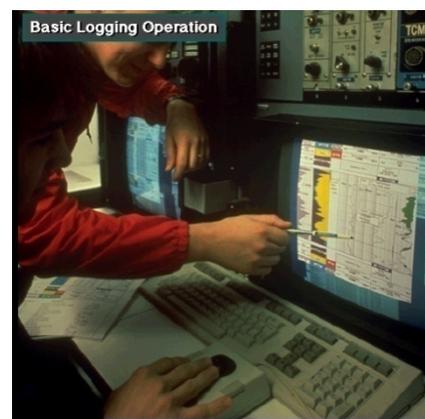
Es una representación digital de las propiedades físicas de las rocas que se miden contra la profundidad.

Funcionamiento de Registros

Para hacer un registro de un pozo, el propietario del pozo llama a una compañía de registros de pozos. Las compañías envían al pozo una unidad de registro montada en un camión. La unidad de registro baja al pozo una sonda de registro en un cable de acero conductor, a la profundidad de investigación. La unidad, mientras sube la sonda detecta aspectos del yacimiento; envía esta información a través del cable a la superficie. En la superficie, las computadoras de la unidad de registro registran la información, la cual es grabada y luego se imprime para examinarla.

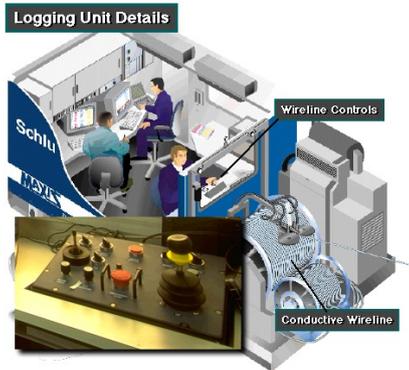


Unidad de Registro



El camión contiene el carrete con el cable de acero, controles que permiten a un operador, bajar, parar y elevar el cable de acero; y contiene las computadoras que registran y muestran la información transmitida desde la sonda.

Los datos obtenidos en el camión pueden ser de tipo eléctrico (resistivo-conductivo), acústico (tiempo de tránsito), radioactivos (rayos gamma, neutrón, densidad), etc...



Tipos de Registro a POZO ABIERTO

Registros resistivos y potencial espontáneo

Registros radioactivos

Registros acústicos

Registro de resonancia magnética

Dipmeter e imágenes de pozo

Tipos de Registro a POZO ENTUBADO

Registro de Gamma Ray

Registro de neutrón compensado

Registro de temperatura

Registros acústicos

Registros de producción

Conceptos Básicos del análisis de perfiles

La evaluación de rocas productivas o potencialmente productivas requiere básicamente de tres parámetros: porosidad, permeabilidad y saturación.

➤ Porosidad

Es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. Es el volumen vacío de roca (lleno de fluidos) dividido por el volumen total de roca.

$$\Phi = \text{volumen vacío} / \text{volumen total}$$

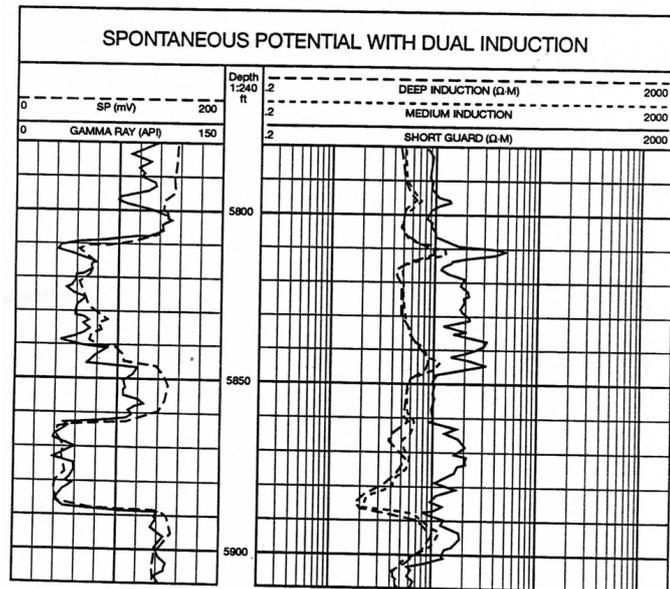
➤ Permeabilidad

Es la capacidad de flujo de los fluidos contenidos en una roca a través de sus poros interconectados. La roca solo es permeable cuando los poros están conectados. Si no existe esta interconexión, la roca puede ser porosa pero no tiene permeabilidad.

REGISTROS

Potencial Espontaneo

La curva SP es una medida de las corrientes electricas que se producen dentro del pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes. Un lodo conductivo (base agua de baja salinidad) es esencial para la generación del potencial espontáneo. La escala es mV (miliVolt)



Este registro se basa en la diferencia de potencial electrico entre un electrodo movil en el pozo y un electrodo fijo en superficie. Los filtrados del lodo de perforacion invaden aquellas zonas que exhiben alguna permeabilidad, por lo que se generan corrientes eléctricas dentro de la formación las cuales generan la caída de potencial entre los electrodos. Si la zona es impemeable (arcilla), no habra invasión por filtrado y no se generaran corrientes eléctricas, el trazo de la curva SP será relativamente recta. Cuando las deflexiones son profundas indican que los intercambios de fluidos son mayores, entonces mayor conductividad.

El perfil SP se utiliza principalmente para detectar capas permeables y sus límites, para correlacionar pozo a pozo, para determinar la resistividad del agua de formación y es uno de los indicadores que se usan para determinar el volumen de arcilla en la formación.

➤ Volumen de arcilla:

Se debe seleccionar la línea de arenas limpias (SP_{\min}) y el valor de la línea base de arcillas (SP_{\max}).

$$V_{\text{clay}} = \frac{SP_{\log} - SP_{\min}}{SP_{\max} - SP_{\min}}$$

SP_{\log} = valor del registro en la zona de interes

➤ Metodos para determinar la resistividad del agua de formacion: R_w

El agua de formación es el agua no contaminada por el lodo que satura la porosidad de la roca. La resistividad del agua de formación, R_w , es un parámetro fundamental para el cálculo de la saturación de agua.

R_w está en función de la salinidad y temperatura, si estas variables tienen valores altos la conductividad será mayor, por lo que la resistividad bajará.

- 1) Por medición directa: de una muestra de agua del yacimiento cuando el pozo ya está produciendo, con un resistímetro se mide el valor de R_w directamente, el agua debe ser fluido de la formación sin contaminar.
- 2) Por medio de análisis químicos.
- 3) Por catálogos de agua.
- 4) A partir del SP, tomando la curva SP registrada en formaciones limpias (no arcillosas).

El potencial espontáneo está formado por potenciales electroquímicos y electrocinéticos (de contribución insignificante), la principal contribución se denota como SP estático (SSP), que es de la componente electroquímica.

El valor del SSP en una formación limpia se relaciona con las resistividades equivalente del filtrado de lodo (R_{mfe}) y del agua de formación (R_{we}).

$$SSP = -K [\log (R_{mfe} / R_{we})]$$

SP es medido en milivolts y K es una constante que depende de la temperatura.

$$K = (T_f + 505) / 8$$

T_f = temperatura de la formación en °F.

La temperatura de la formación puede estimarse extrapolando entre una temperatura de superficie y una temperatura del fondo del pozo.

$$T_f = T_{sup} + \text{prof} * \text{gradiente de temperatura}$$

Determinación de R_{mfe} : Se conoce la resistividad del filtrado de lodo real, R_{mf} , reportada en el encabezado del perfil. Para lodos con predominio de NaCl, y si R_{mf} a 75 °F es mayor a 0.1 ohm-m, es usual convertir R_{mf} a R_{mfe} usando:

$$R_{mfe} = 0.85 * R_{mf}$$

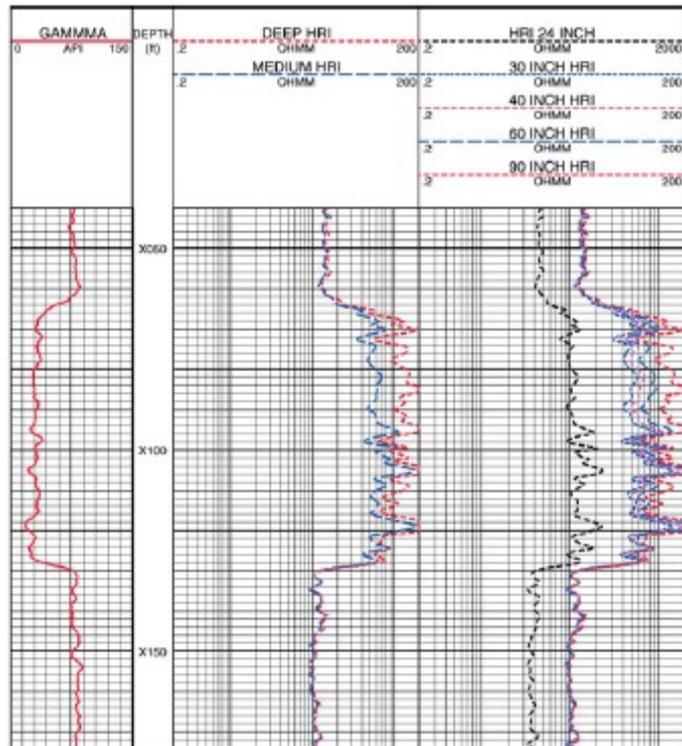
Determinación de R_{we} :

$$R_{we} = R_{mfe} / 10^{(-SSP/K)}$$

Con este valor puedo obtener por gráficos el valor de R_w .

Rayos Gamma

La curva de rayos gamma es la medición de la radiación natural de la formación y refleja el contenido de arcilla, ya que en las arenas el contenido de radioactividad es bajo. Este registro se utiliza para determinar litología. Éste registro puede ser corrido en pozos abiertos o entubados. La escala es unidad API, la actividad



del gamma ray se incrementa de izquierda a derecha.

Los rayos gamma, impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, son estadísticos. El número de rayos gamma registrado por el instrumento es variable aún en el caso de que el instrumento se mantenga fijo dentro del pozo.

Los rayos gamma se originan en la naturaleza en tres fuentes, éstas son los elementos radiactivos: uranio, torio y potasio.

La herramienta consiste en un detector de gamma ray y una parte electrónica.

➤ Volumen de arcilla:

$$V_{\text{clay}} = \frac{GR_{\text{log}} - GR_{\text{min}}}{GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}}$$

$$GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}$$

V_{clay} = índice del volumen de arcilla, es cero (0) para zona limpia y uno (1) para la arcilla.

GR_{log} = Lectura del registro GR, en una zona de interés.

GR_{min} = Lectura promedio de GR mínima, en capas limpias (arena limpia).

GR_{max} = Lectura máxima, en capas de arcillas.

Registro de Resistividad

La saturación de fluidos se basa en los valores de resistividad. La mayor parte de los registros de resistividad presentan más de una clase de medición de la resistividad.

Una formación rocosa se considera que tiene una resistencia infinita o cero conductividad. Esto implica que cualquier flujo de corriente a través de una formación tiene lugar en los fluidos que llenan los espacios porosos en la roca.

La presencia de agua salada en una formación tiende a incrementar la conductividad, por lo tanto a bajar la resistividad. El efecto de los hidrocarburos en una formación es el incremento de la resistividad.

La resistividad verdadera R_t ($R_{profunda}$), es la resistividad de la roca saturada con agua e hidrocarburo.

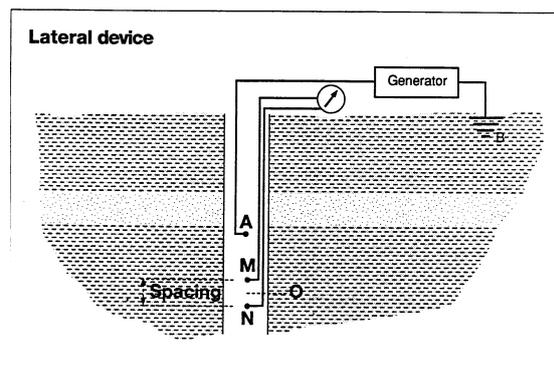
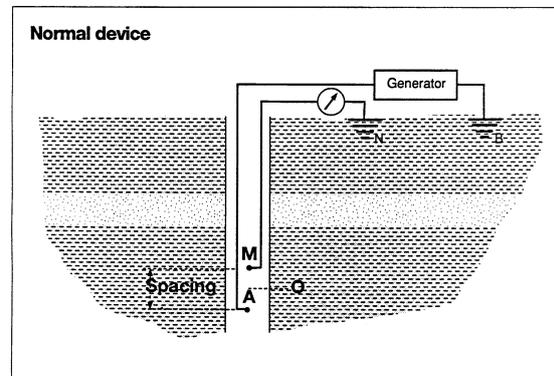
Durante la perforación de un pozo los fluidos del lodo se mueven dentro de las formaciones porosas y permeables alrededor del pozo las medidas de resistividad registradas a diferentes profundidades: somera (R_{xo}), media (R_{media}) y profunda (R_{prof}), presentan distintos valores de resistividad.

➤ Registro eléctrico:

Las curvas de resistividad se llaman normal corta, normal larga y curva lateral; según la configuración del espaciamiento de los electrodos. Las curvas normales se obtienen utilizando dos electrodos dentro del pozo; un electrodo de corriente y otro electrodo receptor. Los valores

de resistividad se obtienen mediante la caída de voltaje entre los electrodos. Los espaciamientos son 0.4 m y 1.6 para las normales.

El radio de investigación de las curvas normales es de aproximadamente el doble del espaciamiento entre los electrodos. La curva lateral se obtiene usando tres electrodos en el pozo, uno de



corriente y dos receptores. Sus limitaciones son la falta de simetría en la curva y presenta distorsiones como resultado de estratos adyacentes delgados. Es efectiva su medición de resistividad real en formaciones gruesas y homogéneas.

➤ **Ecuación de Archie:**

Se determinó experimentalmente para calcular la saturación de agua en una formación limpia (sin arcilla).

$$S_w = \sqrt{F * R_w / R_t}$$

F = factor de formación, es inversamente proporcional a la porosidad. Es una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros.

$$F = R_o / R_w = 1 / \phi$$

Archie basado en observaciones propuso una fórmula que relaciona la porosidad con el factor de formación.

$$F = a / \phi^m$$

a = factor de cementación, basado entre el fluido y el material de la matriz. Se toma el valor de 1 para calizas y 0.62 para arenas.

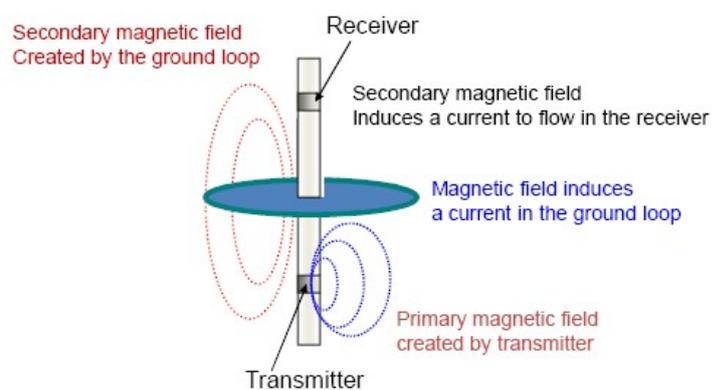
m = exponente de cementación, refleja la tortuosidad (complejidad de la trayectoria entre poros). Se toma 2 para calizas y 2.15 para arenas.

➤ **Registro de inducción eléctrica:**

Es una combinación de curvas eléctrica y de inducción, mide la conductividad de la formación.

Se hace circular una corriente alterna constante por una

bobina transmisora aislada. El campo magnético alterno de la bobina induce una corriente alterna en la formación, la cual resulta en un campo magnético secundario, el cual induce una corriente en la bobina receptora. La corriente inducida en la bobina receptora es proporcional a la conductividad de la formación.



➤ **Registros de corriente enfocada: Laterolog**

Este registro elimina o disminuye los inconvenientes en los perfiles eléctricos convencionales. Son útiles en formaciones de espesor moderado a pequeño, altas resistividades y pozos perforados con lodos salinos. Debido a que registra altas resistividades, se usa la escala logarítmica.

➤ **Registros de Inducción de alta resolución:**

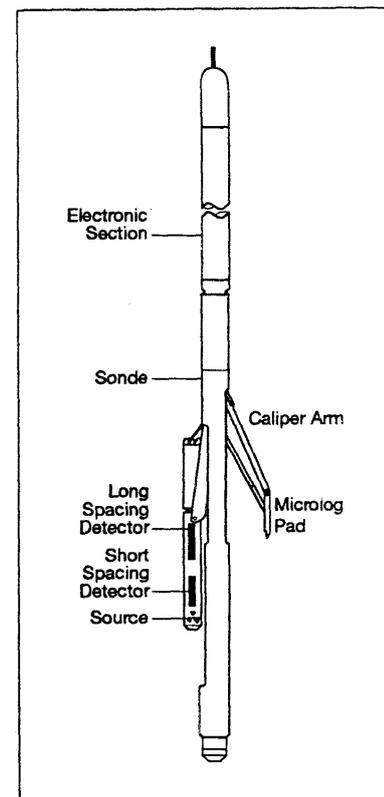
La herramienta que se utiliza es HRI (High Resolution Induction), disminuyen las distorsiones por invasión y por capas adyacentes. Aumenta la profundidad de investigación y la capacidad de resolución de capas delgadas.

Registro de Densidad

El registro de densidad compensada, mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores, de dichos rayos.

La herramienta tiene un pad que se extiende desde la sonda hasta hacer contacto con la pared del pozo, para disminuir los efectos de atenuación del pozo. La sonda contiene una fuente y dos receptores.

El número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. En las formaciones con densidad baja (alta porosidad) la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados; a medida que aumenta la densidad (disminuye la porosidad), menos rayos gamma llegan al receptor.



Es usado para determinar litología y tipo de fluido. La herramienta que se usa es SDL (Spectral Density). Se corre en pozos abiertos, la escala que se usa frecuentemente es de 2 a 3 g/cm³.

Se conocen la mayoría de las densidades de los minerales de las rocas sedimentarias y las de los fluidos en los poros.

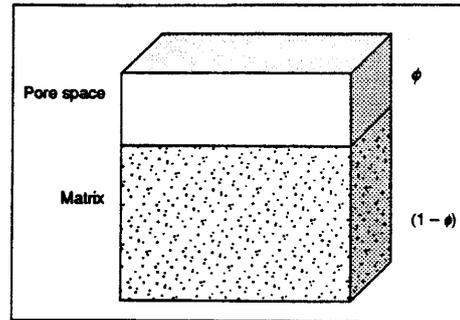
Determinación de la porosidad con el perfil de densidad: La densidad de una mezcla es una función lineal de las densidades de los componentes individuales.

$$\rho_b = (1 - \phi) * \rho_{ma} + \phi * \rho_f$$

ρ_{ma} = densidad de matrix

ρ_f = densidad del fluido

$$\phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$$

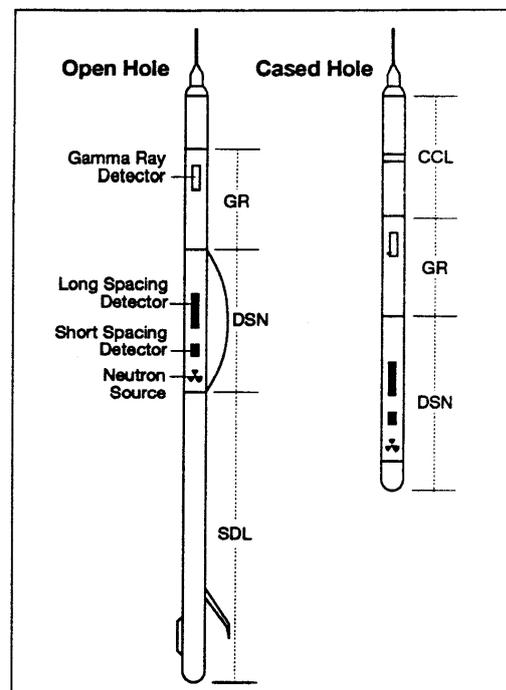


Este método asume una matrix limpia de densidad conocida y los poros con agua. El cálculo de la porosidad puede ser erróneo si la litología es otra de la que se asumió, cuando hay arena y si hay hidrocarburo o gas en la zona invadida.

Perfil de Neutrón

Se basa en el bombardeo de las formaciones por medio de neutrones.

Se usa en pozos abiertos y entubados, debe haber fluido en el pozo para operar correctamente. La herramienta que se usa se llama DSN (Dual Spacing Neutron) es una sonda que consta de una fuente emisora de neutrones y uno o dos receptores de la señal. Las fuentes emisoras de neutrones están compuestas por una mezcla de berilio y un elemento radiactivo emisor de rayos alfa; se



utilizan mezclas de berilio-americio, berilio-polonio y berilio-plutonio. Cuando la fuente emite neutrones hacia la formación éstos experimentan colisiones en las cuales la energía con la que salen los neutrones de la fuente se verá disminuida o rebotará con la misma o mayor intensidad que la energía original. Cuando los

neutrones chocan con elementos que tengan la misma masa, el neutrón pierde energía volviéndose más lento hasta alcanzar un nivel de energía mínimo, en esta etapa los neutrones son absorbidos o capturados por un átomo de la formación. Al ser capturado el neutrón, el elemento de captura emite uno o varios rayos gamma que se llaman rayos gamma de captura.

En el registro de neutrón compensado, con el principio de pérdida de energía y siendo el hidrogeno el mayor desacelerador de energía del neutrón, éste al colisionar con átomos de hidrogeno disminuye su energía a valores mínimos y al estar cerca del detector, son capturados y medidos; lo que es interpretado como el índice de hidrogeno que es proporcional a la cantidad de agua o de hidrocarburos contenidos en la formación, la cual es directamente proporcional a la porosidad de la formación.

El valor que mide el detector es representado en unidades de porosidad: un flujo bajo de neutrones detectado significa una alta porosidad. Este flujo es inversamente proporcional a la cantidad de hidrogeno de la formación (índice de hidrogeno).

El perfil de neutrón es muy sensible a los cambios de la litología, al tamaño del pozo, temperatura, presión y salinidad de la formación.

Puede determinarse litología por medio de un gráfico, usando la densidad (del perfil) vs la porosidad de neutrón.

Registros Acústicos

El objetivo es medir el tiempo requerido por una onda acústica para recorrer un pie de formación, conocido como tiempo de tránsito (Δt). El tiempo de tránsito ($\mu\text{s}/\text{pie}$), es el recíproco de la velocidad del sonido en las formaciones (pie/s); depende de la litología, la porosidad y los fluidos de la roca.

La presencia de porosidad en la formación, disminuye la velocidad de sonido a través de ella, por lo que aumenta el tiempo de tránsito; el registro sónico sirve para estimar la porosidad. Las herramientas utilizan bobinas transmisoras de ondas acústicas, las cuales generan una onda compresional que viaja a través del sistema pozo-formación y es detectado en un sistema de bobinas receptoras. Las ondas acústicas irradian hacia todas las direcciones, las que alcanzan el ángulo crítico de 90^0 , son de interés para el perfilaje acústico. Los receptores y transmisores son transductores electroacústicos, convierten la energía eléctrica en

energía acústica o lo inverso, lo que miden es el tiempo de tránsito que tarda la onda acústica en recorrer por la formación la distancia a los receptores.

A mayor densidad o consolidación de la roca, corresponde un menor tiempo de tránsito; un aumento de Δt indica incremento en la porosidad.

La relación entre la velocidad del sonido en la formación y la porosidad es:

$$\Delta t = \Delta t_f * \varphi + \Delta t_{ma} * (1 - \varphi)$$

El tiempo total recorrido en la roca Δt es la suma del tiempo que la onda acústica tarda en recorrer la parte sólida de la roca, Δt_{ma} , más el tiempo para atravesar los fluidos porales, Δt_f .

$$\Phi = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

Perfil de Buzamiento: Dipmeter

Los parámetros analizados por la computadora son el buzamiento (áng. formado entre la vertical y la normal al plano de la capa) y el rumbo (áng. entre el norte geográfico y la dirección del plano de buzamiento).

Luego de procesar esta información, sirve para detectar fracturas, identificar rasgos estructurales y para calcular la profundidad vertical verdadera.

La herramienta tiene 4 y 6 brazos.

Perfil de Resonancia Magnética Nuclear (Mide índice de H₂)

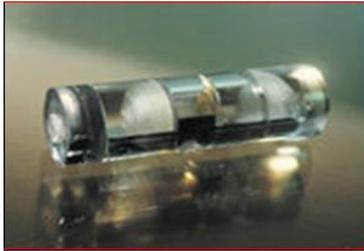
La herramienta consiste en un electroimán que genera un campo magnético permanente hacia la formación. Esto hace que los átomos de H₂ se polaricen en un solo sentido, en un tiempo llamado de espera; luego una antena emite un pulso cambiando la polaridad en 90° y ese pulso magnético genera un retorno hacia la antena, este tiempo es llamado de eco. Hace un efecto contrario para volver al estado de polarización inicial. Posteriormente genera otro eco, que no es de la misma intensidad del primero, esto es el decaimiento.

Los átomos en la naturaleza tienen un momento magnético, cuando están afectados por un campo magnético, tienden a alinearlos paralelos al campo. Se usa H₂ por su alto valor de momento magnético y es abundante en el agua y el petróleo.

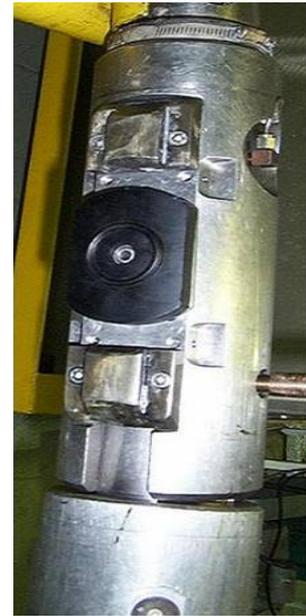
Se puede obtener información sobre tamaño de poros y relacionarla con la permeabilidad de la formación.

Evaluación de Presión de Yacimiento

La presión de yacimiento se mide a pozo abierto utilizando la herramienta de medida presiones, Selective Formation Tester (SFT IV) con Petroquartz. Esta herramienta electromecánica normalmente abre hidráulicamente un patín que sella en la pared del hoyo midiendo la presión de formación con un sensor de presión tipo Petroquartz para máxima resolución y



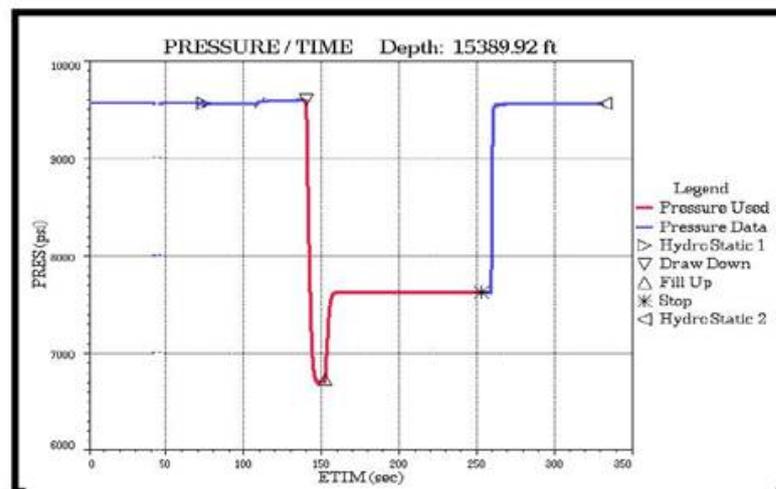
precisión (sensores de temperatura y presión se encuentran en el mismo módulo reduciendo histéresis y aumentando



precisión y resolución).

La prueba de presión típica en un yacimiento de permeabilidad media a alta incluye la presión de flujo cuando se abre la mini cámara y la recuperación de la presión a la presión de yacimiento cuando se completa el volumen seleccionado.

PRESSURE Vs TIME



➤ Aplicaciones principales:

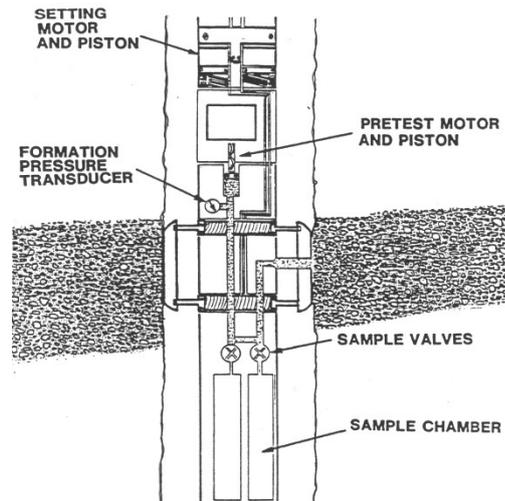
- 1.- Medición de la presión de formación en condiciones estáticas.
- 2.- Evaluación de los fluidos y contactos en el yacimiento.
- 3.- Evaluación de la movilidad y permeabilidad.
- 4.- Toma de muestras de fluido que permite evaluar GOR, API, salinidad del agua.

5.- Adicionalmente permite evaluar comunicación del reservorio y contactos de fluidos.

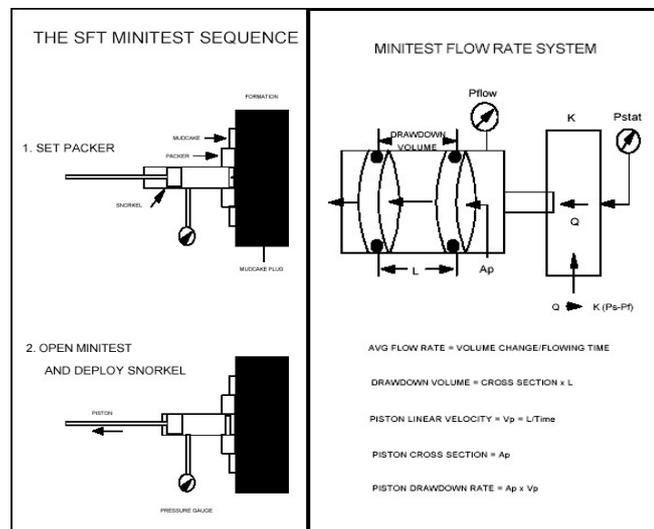
6.- Determinación de los gradientes de la presión de formación.

➤ **Principio Básico de la adquisición de la información de presión**

En la figura se muestra la herramienta en posición abierta, para medir la presión y tomar la muestra.



➤ **Secuencia de operación para la toma de presiones**

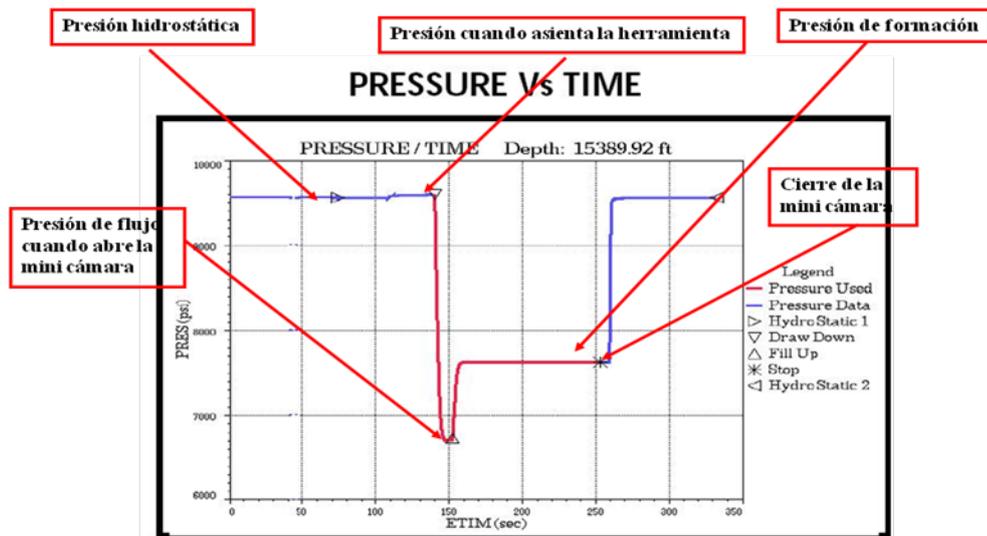


➤ **Secuencia de operación en la toma de presiones:**

- Correlaciona registro en profundidad con GR
- Espera estabilización por temperatura
- Inicia prueba midiendo presión hidrostática
- Activa hidráulica, abre patín y hace sello con la pared del pozo
- Verifica sello por la compresión del fluido en mini cámara

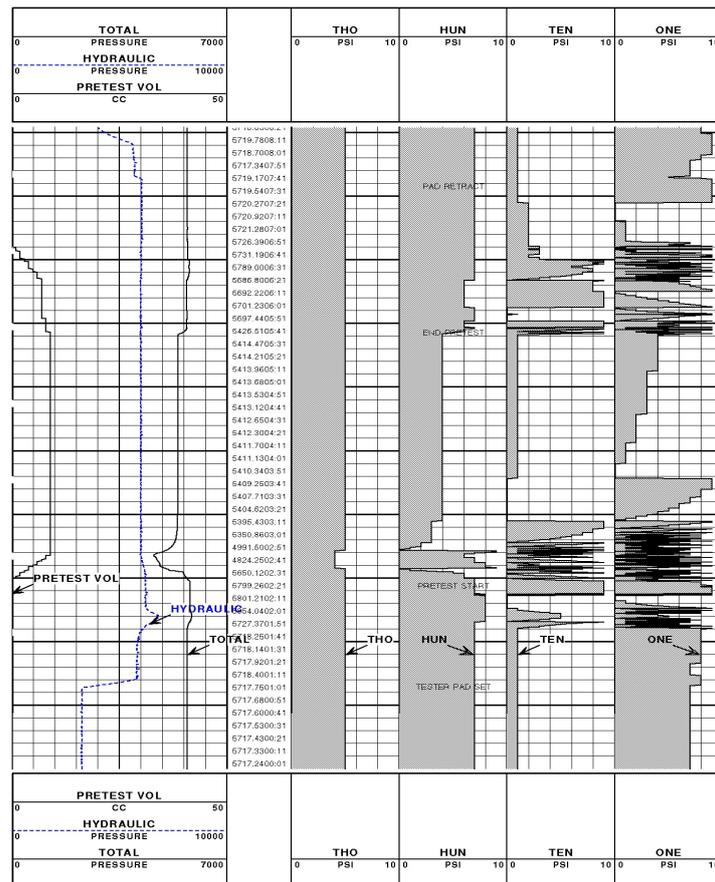
- Procede a abrir mini cámara al volumen seleccionado
- Verifica que existe draw-down y presión de flujo
- Espera estabilización de presión una vez abierta la mini cámara
- Cuando la presión de formación es estable, cierra mini cámara
- Libera presión hidráulica y cierra patín
- Verifica presión hidrostática final (control de calidad)

➤ **Gráfico típico de presión contra tiempo**



➤ **Perfil típico de una muestra de presión**

La herramienta está fija en un punto durante el registro, la escala vertical es tiempo y no profundidad. La presión es registrada en el track 1 y cuatro subtracks también registran la presión en unidades, décimas, centésimas y milésimas de PSI. Los intervalos de tiempo y las presiones, también figuran en el track de profundidad.



➤ Cálculo de permeabilidad o movilidad

Una vez tomada la prueba de presión en la formación específica se pueden realizar evaluaciones de permeabilidad o movilidad del yacimiento (permeabilidad sobre viscosidad del fluido) básicamente de dos maneras:

Análisis de Draw Down: La permeabilidad a partir de la caída de presión es función de la caída de presión a un caudal determinado.

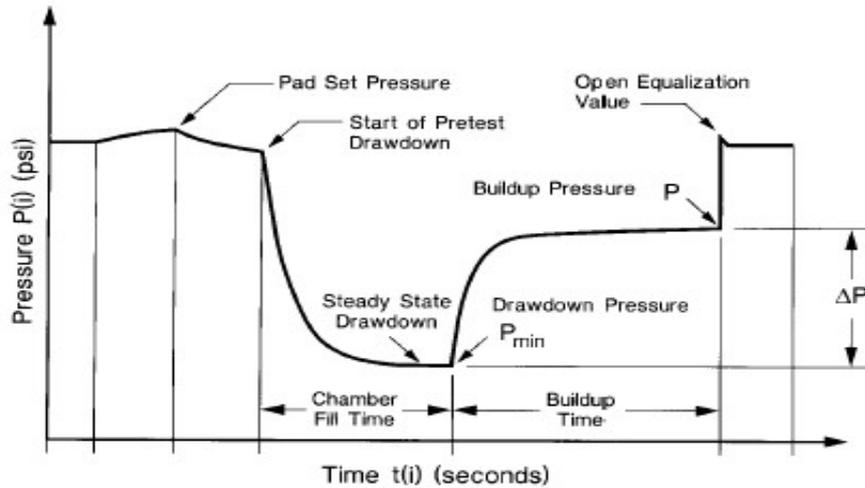
Es requisito fundamental para una evaluación válida que la formación fluya hacia la mini cámara.

La permeabilidad (K_{dd}) o movilidad (K_{dd}/μ) es función del delta de presión (presión final de formación menos presión de flujo, presión drawdown), el caudal (volumen de mini cámara dividido por el tiempo de llenado) y el radio efectivo del snorkel.

Evalúa la permeabilidad considerando que durante la prueba se presenta flujo semiesférico que responde a la ecuación:

$$K_{dd} = \frac{922}{r_{ff}} \cdot \frac{Q\mu}{P_{static} - P_{flowing}} \quad Q_{(cc/sec)} = \frac{V_{Minitest}}{T_{flowing}}$$

- Q fluid flow rate into formation tester
- μ fluid viscosity
- P reservoir pressure
- P_{min} minimum pressure recorded during drawdown test
- ΔP drawdown pressure
- r_p formation tester probe radius
- k formation permeability

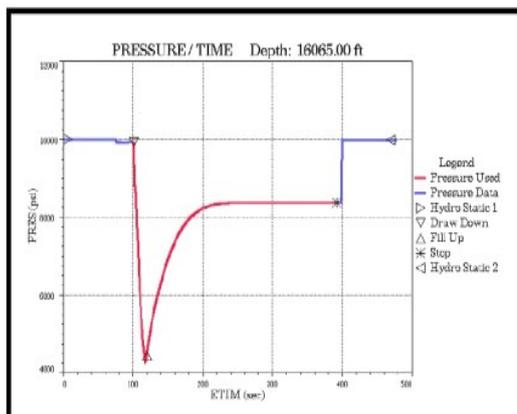


Una buena estimación de la permeabilidad de la formación se puede obtener mediante una inspección visual del registro del ensayo.

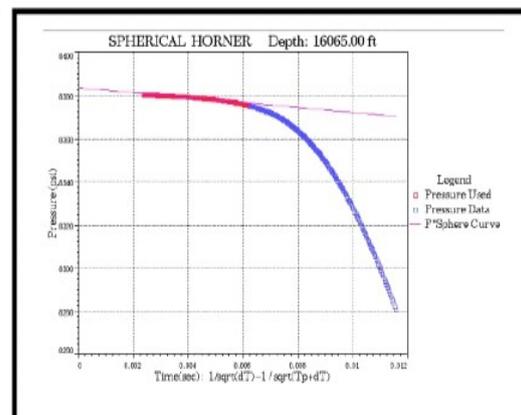
Análisis de Build Up: Evalúa la permeabilidad y la presión final del yacimiento considerando la recuperación de la presión después de completar el llenado de la mini cámara. Normalmente se utiliza el análisis tipo Horner para evaluar la permeabilidad a partir de la pendiente cuando la curva de recuperación de presión se acerca a infinito en función del tiempo mientras el valor de presión correspondiente al cruce es la presión final de yacimiento.

Este análisis es ideal en formaciones de baja permeabilidad.

PRESION Vs TIEMPO



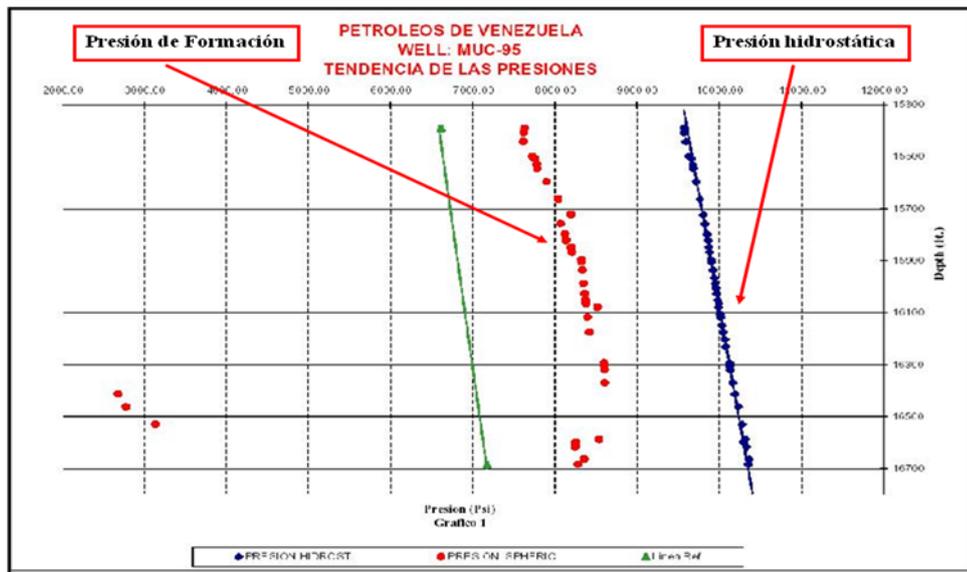
SPHERICAL HORNER



Las pruebas de presión son afectadas por diferentes condiciones relacionadas al instrumento, al yacimiento y a la perforación del pozo.

➤ Gradiente de Presión

A mayor profundidad mayor presión. Se pueden punzar varias capas para obtener la presión de formación. Con el grafico obtengo las presiones cercanas a la presión hidrostática pero no sobre esa curva porque sino seria un pozo surgente.



Registro sónico de cementación con densidad variable (CBL)

El Sónico de Cemento (CBL) emite una señal acústica con el propósito de registrar la cantidad de energía acústica que la tubería, el cemento y la formación absorben, siendo proporcional la energía recibida a la calidad de cementación de la tubería.

Razones para cementar el casing

- Proveer soporte al casing.
- Controlar la corrosión externa.
- Prevenir la migración fluidos entre capas
- Prevenir el ingreso de agua en las zonas de hidrocarburos.
- Prevenir la contaminación de las capas freáticas con hidrocarburos y/o agua salada

El registro de cemento

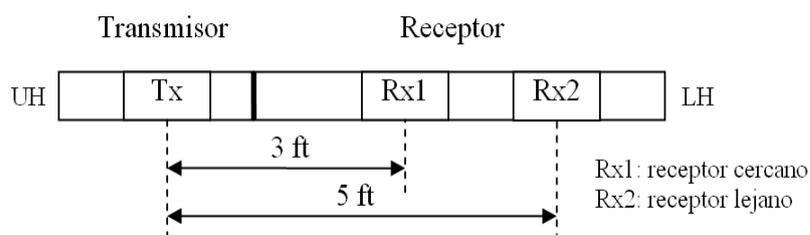
- Se utiliza para evaluar la adherencia casing-cemento y cemento-formación.
- Provee signos y síntomas que ayudan a diagnosticar fallas de cementación.

Partes de un registro de cemento

- Registro de cuplas (CCL) → Ubicación de las cuplas con respecto a la litología de la formación.
- Registro de Gamma (detector) → Identificación de litología
- Registro de Neutrón (fuente/detector) → Correlación de profundidad
- Registro de cemento (generador/detector sónico) → Adherencia de cemento

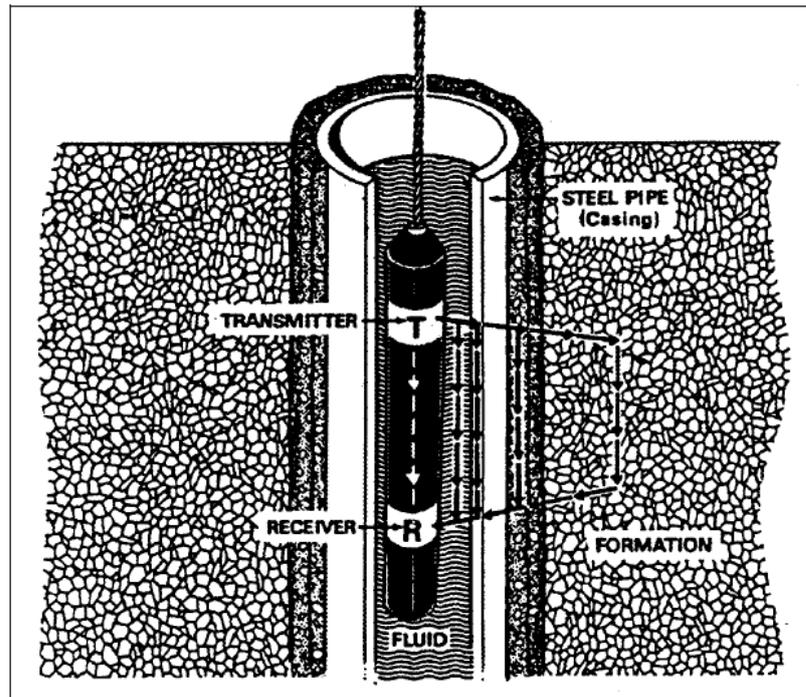
La herramienta CBL (Cement Bond Log)

- Esta herramienta basa su funcionamiento en la **refracción acústica**.
- Contiene un transmisor que emite ondas de sonido que viajan en todas direcciones propagándose a través del fluido que llena la cañería como una onda compresional.



- Son herramientas sónicas, por lo que requieren de fluido para poderse utilizar.
- Se utilizan siempre centralizadas.
- Tienen un transmisor y 2 receptores, separados 3ft y 5ft respectivamente. Todos del tipo piezoeléctrico.
- Se “corren” a velocidades de 30ft/min o 10m/s.

Funcionamiento de la herramienta CBL



Las ondas de compresión elásticas generadas, viajan a través del fluido del pozo y arriban al casing:

- *Si el casing no tiene cemento*, la mayoría de la energía se refracta en el casing, viaja hacia abajo, sale del casing, atraviesa el fluido y retorna a los receptores.
- *Si hay cemento pegado al casing y a la formación*: la energía atraviesa el casing, el cemento y llega hasta la formación. Una parte de esa energía se refracta en el cemento y en la formación, viaja a través del cemento, el casing, atraviesa el fluido y retorna a los receptores.

Medidas tomadas por la herramienta

Esta herramienta toma simultáneamente tres medidas:

- Amplitud de la señal del casing – AMP (Casing Signal Amplitude)
- Tiempo de tránsito - TT (Travel time)

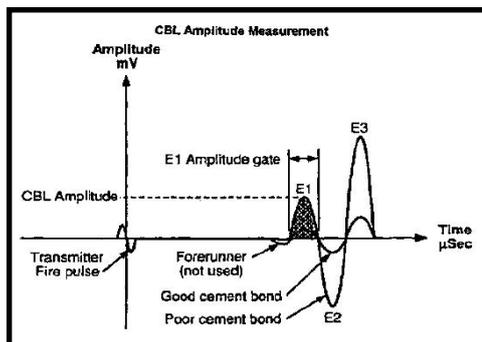
- Micro-Sismograma - MSG[®]

- Amplitud de la señal del casing:

Esta señal depende de la amplitud del primer arribo positivo detectado en el receptor. Representa un valor promedio radial de la energía remanente en el casing que indica la cantidad y calidad del material adherido al casing. Está medida en mV. Solo provee información acerca de la interfaz cemento-casing y no provee información de la interfaz cemento-formación.

Generalmente es práctica común el asumir:

- Una máxima amplitud indica que la cañería está libre para vibrar y por lo tanto libre de los efectos del cemento.
- Mínima amplitud indica que la cañería es incapaz de vibrar y por lo tanto debe tener cemento rodeándola completamente.
- Lecturas entre el máximo y el mínimo indican una condición de cementación parcial.

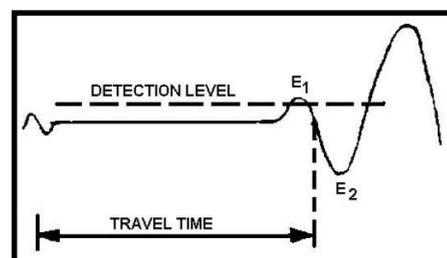


La magnitud de la curva de amplitud depende de la magnitud del pulso transmitido, diámetro interno del casing, tipo de fluido en el pozo, delgadez de la pared del casing, cantidad de cemento y de la fuerza compresiva del cemento.

La magnitud de la señal amplitud decrecerá si la cantidad de cemento adherido al casing se incrementa y/o la fuerza compresiva del cemento se incrementa.

- Tiempo de tránsito:

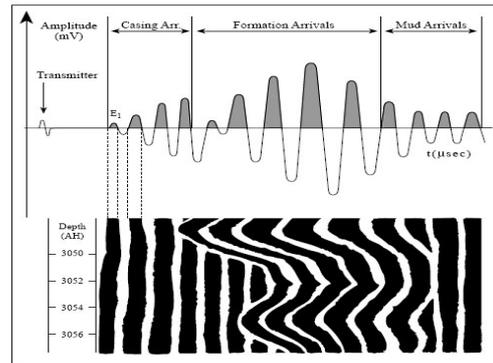
Es el tiempo que le toma a la señal acústica para viajar desde el transmisor al receptor cercano. La curva de TT sirve para comprobar la centralización de la herramienta (en la tubería libre), y para confirmar los arribos rápidos de formación en el MSG. Se expresa en microsegundos.



- Microsismograma:

Mientras que la amplitud solo provee información acerca de la interfaz casing-cemento, el MSG provee información tanto de la interfaz casing-cemento, como de la interfaz cemento-formación.

El MSG se obtiene tras recortar y girar la onda recibida.



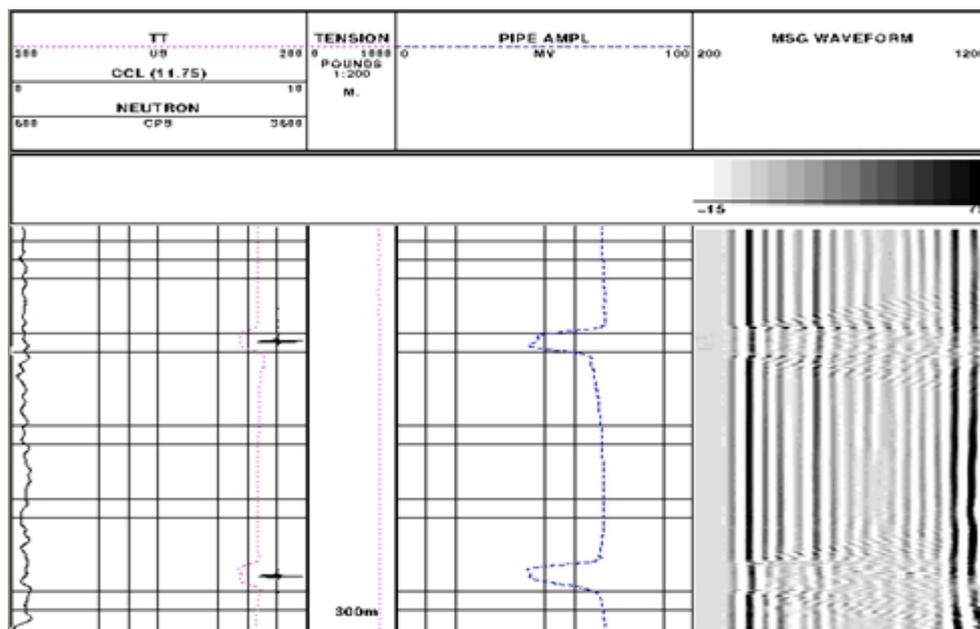
Interpretación de perfiles CBL

Condiciones de cementación básicas:

❖ Cañería libre.

En esta zona hay poco o nada de cemento unido al casing. El pulso de energía del transmisor vibrará en la cañería, y producirá grandes amplitudes en los arribos de cañería en los receptores.

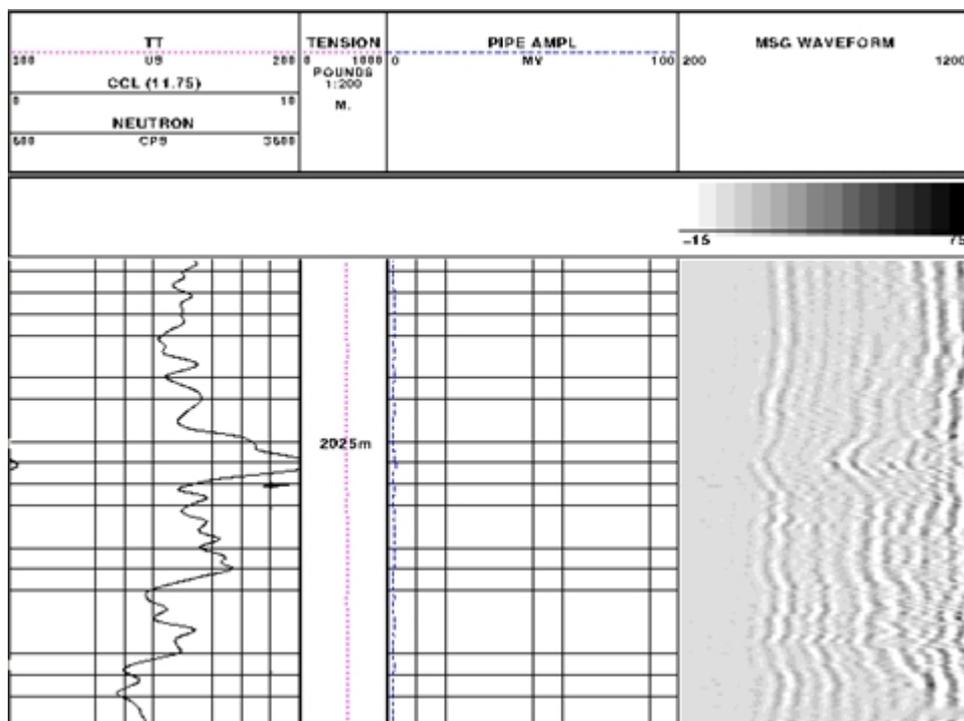
- El tiempo de transito del primer arribo debería ser el correcto para un cierto tamaño y libraje del casing. El tiempo de transito debería ser constante, y dibujar líneas rectas excepto en las cuplas.
- La amplitud del CBL será máxima, excepto en las cuplas.
- La forma de MSG debería exhibir una frecuencia uniforme, excepto en las cuplas.
- Debería verse en cada cupla los patrones chevron en el MSG, y cambios en la amplitud y el tiempo de tránsito.



- ❖ Cemento bien adherido al casing y a la formación.

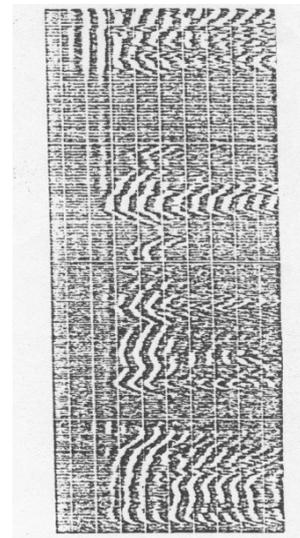
Si hay buena adherencia de cemento al casing y a la formación, la mayoría de energía acústica es transmitida desde el casing a la formación.

- En el MSG aparecen arribos de formación fuertes y no aparecen arribos del casing en el MSG.
- Debido a que una pequeña energía permanece en el casing, la amplitud del arribo de cañería es baja y algunas veces menor a un valor detectable.
- Las cuplas no son visible en la amplitud, el tiempo de transito y el MSG. Esta es la situación ideal, lo cual significa que no es necesario un trabajo de mejora de cementación.



- ❖ Cemento bien adherido al casing, pero no a la formación.

Un MSG realizado en una cañería en la que salvo un pequeño intervalo en la parte superior no se ve la señal de cañería, indicando esto una buena adherencia del cemento a la misma. La señal de formación en cambio, desaparece en algunos intervalos, esto indica una pérdida de adherencia del cemento a esta última, existiendo por lo tanto posibilidades de comunicación entre el cemento y la formación a través de esas zonas.



❖ Cementación parcial.

Es un espacio de unas pocas milésimas de pulgada, entre el cemento y el casing. Puede ser lo suficientemente pequeño como para permitir vibrar a la cañería y aparentar ser una cañería parcialmente cementada o lo suficientemente grande como para aparentar ser una cañería libre.

Para verificar la existencia de un micro anillo se puede presurizar el pozo mientras se perfila para expandir el casing y así cerrar el espacio

Registro ultrasónico de imágenes para evaluación de cemento (CAST-V)

Descripción

- ⊙ Herramienta de perfil Ultrasónica
- ⊙ Completa cobertura circunferencial (360°)
- ⊙ Opera en pozos con fluido
- ⊙ Dos modos de operación
 - Imagen (OH & CH)
 - Cement Evaluation o Casing Inspection (CH)

Con la finalidad de evaluar la integridad de cañerías y la calidad del cemento es que se utiliza la herramienta ultrasónica CAST-V modo casing inspection:

- Evaluación de la Cañería y Cemento
- Obtener diámetro interno y espesor de la cañería
- Encontrar defectos sobre la superficie interior del casing (modo imagen)
- No requiere de una sección de cañería libre para su calibración
- Obtener un mapa que muestre la distribución de corrosión, cemento y/o fluido alrededor de la cañería (100 mediciones por barrido)

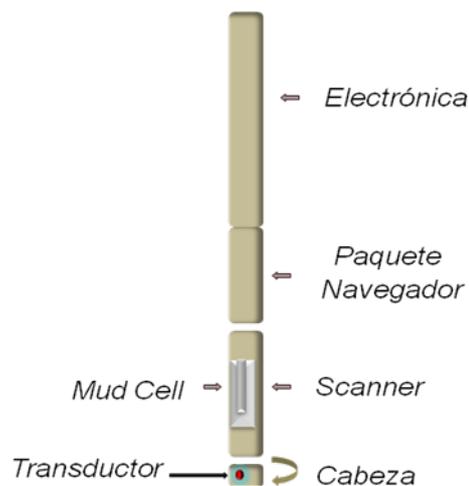
Principio de funcionamiento

La Herramienta posee dos transductores de ultrasonido, y ambos actúan como transmisores y receptores a la vez.

El transductor piezoeléctrico montado sobre una cabeza giratoria estimula a la cañería, la cual resuena en su interior. Se registran 100 tiros (pozo entubado) o 200 tiros (Imagen) por vuelta completa (360°).

El transductor montado en la cabeza giratoria (Scanner Head), transmite un impulso de ultrasonido y luego cambia a modo receptor. Se analiza la señal recibida y luego es enviada a superficie. La amplitud del primer arribo es utilizada para generar una imagen acústica circunferencial (Mapa de Amplitud 360 grados) del pozo la cual proporciona una información detallada de las características de la pared del mismo, puede ser utilizado para encontrar pequeñas deformaciones, perforaciones y anomalías en el casing. El tiempo de transito de esta señal es usado para el computo del radio (100 calipers acústicos). La otra parte de la señal reflejada proviene de la resonancia de la señal incidente con la cañería de revestimiento. Los niveles de atenuación y frecuencia de esta ventana son utilizados para medir la impedancia acústica del material que está detrás del revestidor (cemento) y el espesor del casing respectivamente.

El segundo transductor es el transductor del Mud Cell y se usa para obtener medidas de velocidad del fluido. Este transductor está enfocado hacia un destino fijo a una distancia conocida desde el transductor. Con la distancia conocida y el tiempo de tránsito registrado por el transductor, se determina el FTT. Esta información se usa para obtener el diámetro interno del casing, y posteriormente para determinar ovalicidad.



Celda de Fluido

Tiempo de Transito del Fluido
Impedancia de los Fluidos

Medida de Cabezas



3-5/8 in.

4-3/8 in.

5-5/8 in.

7 in.

9-5/8 in.

Tipos de Transductores

250 KHz

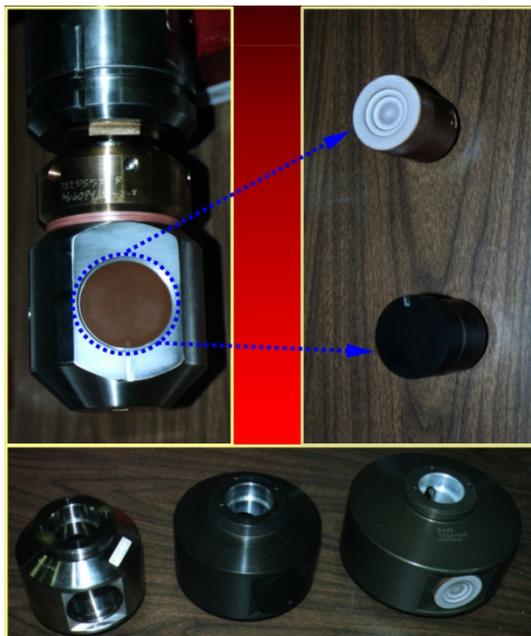
350 KHz

450 KHz

Características de la Herramienta

<i>Weight</i>	<i>316 lbs</i>	<i>143 Kg</i>
<i>Length</i>	<i>17,9 ft</i>	<i>5,46 m</i>
<i>Diameter</i>	<i>3-5/8 in</i>	<i>9,2 cm</i>
<i>Max. Pressure</i>	<i>20,000 psi</i>	<i>1,400 bars</i>
<i>Max. Temperature</i>	<i>350 F</i>	<i>177 °C</i>
<i>Logging Speed</i>	<i>60, 30, 10 ft/min</i>	
<i>Vertical Sampling</i>	<i>6.0, 3.0, 1.0 in</i>	
<i>Min. Diameter Hole</i>	<i>5.5 in (12.7 cm)</i>	
<i>Max. Diameter Hole</i>	<i>13.375 in (33.97 cm)</i>	

Transductor Ultrasónico

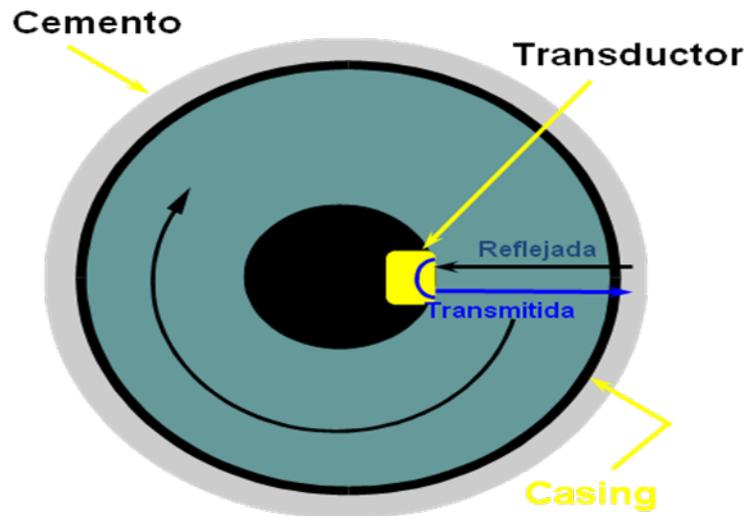


- ⊙ Transductor Ultrasónico focalizado mide Tiempo de Transito (TT) y Amplitud(PAMP)
- ⊙ Cabeza giratoria 360° de cobertura en pozo
- ⊙ Transductor en contacto directo con el fluido de pozo , mejorando el nivel de señal
- ⊙ Diferentes medidas de cabezas para distintos diámetros de

pozos

Principios de Medición

Modo Cased-hole

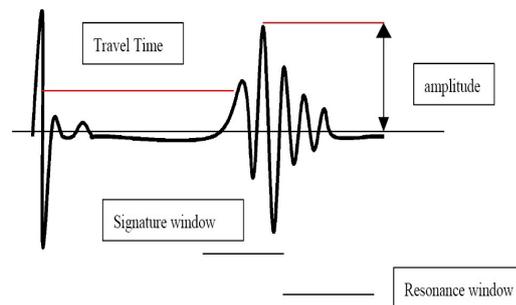


100 disparos ultrasónicos

2, 4 o 12 Muestras por pie

Disparo de la señal ultrasónica

- Señal es reflejada en el casing.
- Mapa de amplitud de 360°
- Computo del radio (TT)
- Impedancia acústica del cemento
- Espesor del casing ($Z_{\text{acero}} = 46$)



Impedancia Acústica (Z)

La Capacidad de un Material para Transmitir o Reflejar la energía Acústica es función de su Impedancia Acústica.

$Z = f(\text{frecuencia, amplitud})$

IMPEDANCIA es definida como el producto de la Densidad del Medio por la Velocidad Compresional

$$Z = \text{DEN} * V$$

Ondas reflejadas típicas

Mientras mejor sea la adherencia de cemento al casing la amplitud de la señal en la ventana de resonancia disminuye.