

EL PERFILAJE ACÚSTICO

Hasta el momento, no existe ningún instrumento de perfilaje que mida directamente el factor de formación "F", pero como se vió, puede éste determinarse conociendo la porosidad " ϕ ", mas aún, el conocimiento de la porosidad en sí mismo es valioso para los ingenieros de reservorio, que deben estimar la productividad final del pozo.

Los perfiles acústicos proporcionan uno de los medios para obtener los datos de entrada para el cálculo de la porosidad.

APLICACIONES DE LOS PERFILES ACÚSTICOS

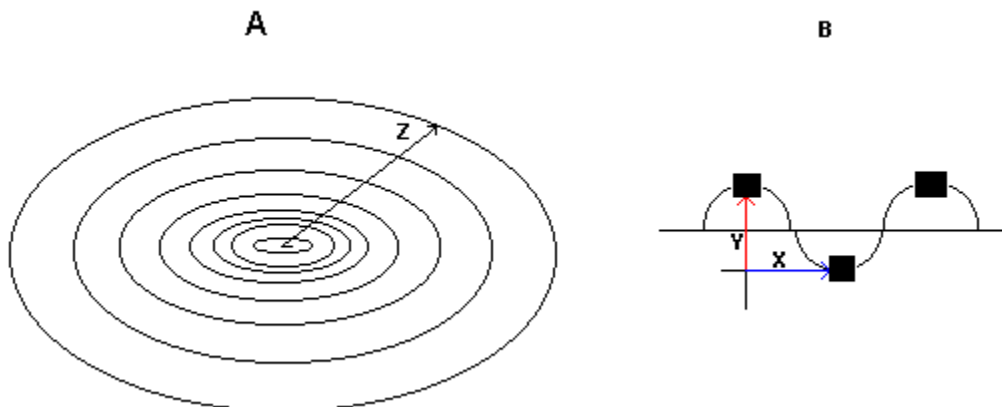
- Determinación de porosidad y litología (Con o sin otros perfiles).
- Determinación de las propiedades mecánicas de las rocas, para estimar la presión hidráulica de fractura.
- Medición de la atenuación de la energía acústica para evaluar fisuras y permeabilidad.
- Combinación de perfiles acústicos con densidad para producir sismogramas sintéticos.
- Combinación de perfiles sónicos con check shot para calibrar datos sísmicos con datos de perfiles de pozos.

TEORÍA DE LA PROPAGACIÓN.

La energía acústica es simplemente energía mecánica propagada a través de la materia por medio de una serie de compresiones y rarefacciones que deforman el medio a través del cual pasan. Las vibraciones de una fuente, tal como una campana, desplazan las moléculas del ambiente circundante, aumentando y disminuyendo la densidad y presión del medio. La oscilación continua de la fuente crea un tren continuo de compresiones y rarefacciones.

Como fenómeno global, la onda acústica provoca oscilaciones en el medio a través del cual pasa. La interacción molecular es semejante a la de las bolas de billar, cada molécula choca contra la próxima y la desplaza.

La propagación de la onda acústica se asemeja al recorrido de un corcho flotando en el agua cuando se produce un oleaje debido a la caída de un guijarro.



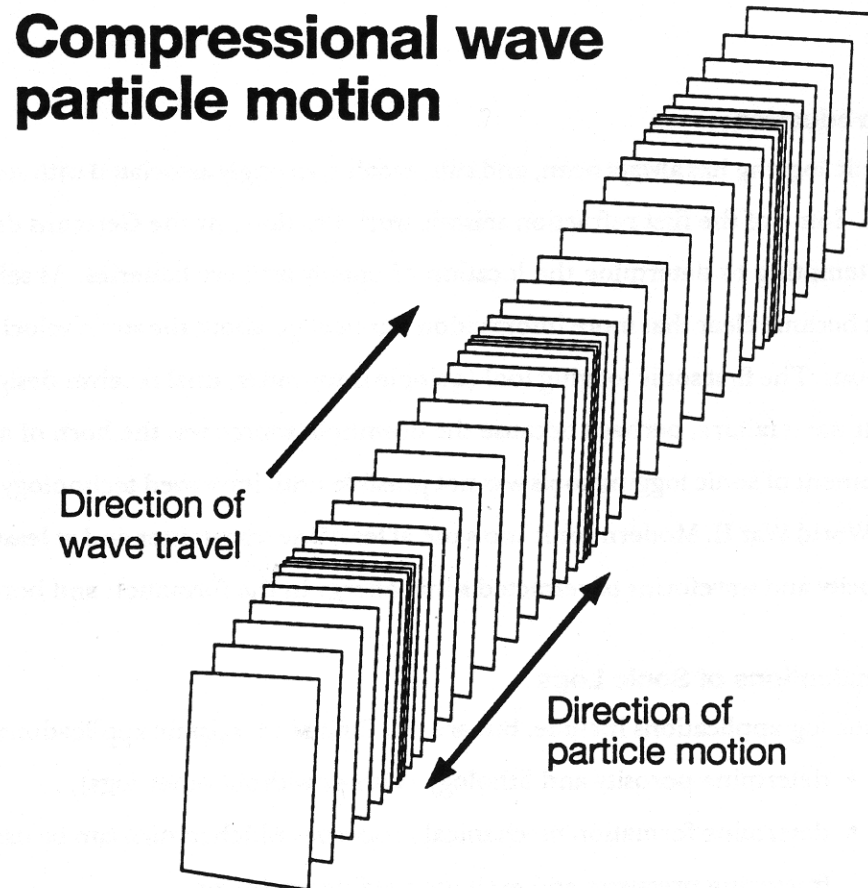
Se observa que la ola se propaga en todas las direcciones "Z" y el corcho a su vez se desplaza en dos sentidos, "X" horizontal en la misma dirección que "Z" e "Y" en sentido vertical. Así se propaga la onda acústica, constituyendo una función sinusoidal.

PROPAGACION DE ONDAS ELASTICAS

Una onda elástica viaja por un medio (sólido, líquido o gaseoso) mediante perturbaciones leves entre las partículas de ese medio. La energía de la onda moverá las partículas paralelamente a la dirección de la onda (compresional) y/o perpendicular a la dirección de propagación (Corte). Es probable que el material resista las perturbaciones de compresión más que las de corte. Se puede detectar por separado el arribo de una onda de compresión y una onda de corte.

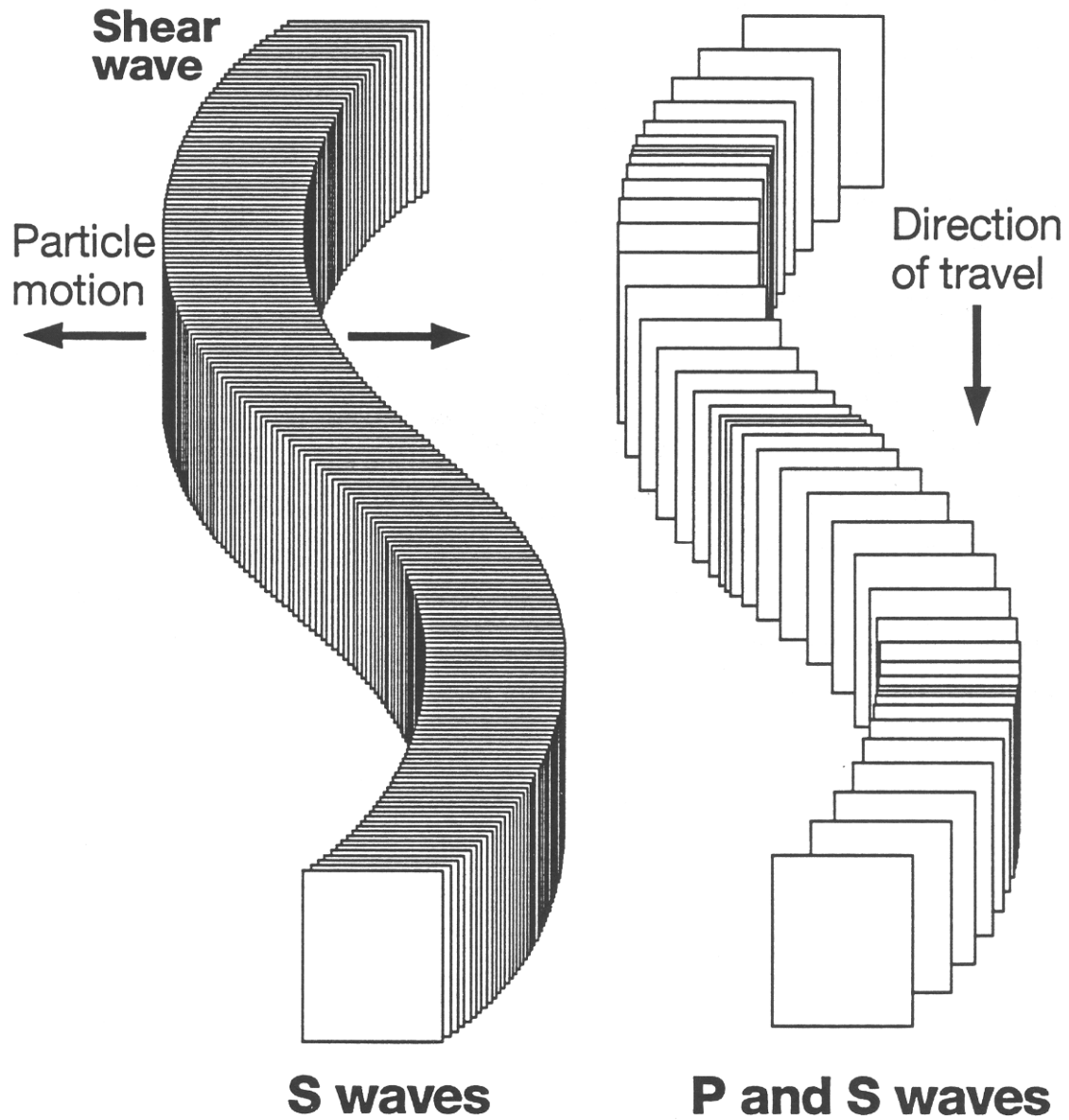
ONDAS COMPRESIONALES

A veces son llamadas ondas de presión u ondas P. Son ondas longitudinales, o sea que la dirección de perturbación de la partícula es paralela a la dirección del recorrido de la onda. Todos los medios conducen ondas compresionales. Los sonidos que oímos con los oídos son ondas de compresión. En la siguiente figura se ilustra el movimiento de una onda compresional:



ONDAS DE CORTE

Las ondas de corte a veces son llamadas ondas S. Ellas son ondas transversales: La dirección de las perturbaciones de las partículas es perpendicular a la dirección del recorrido de la onda. La siguiente figura muestra las ondas de corte.



Las ondas de corte se pueden propagar a través del sólido, pero no a través de materiales de baja viscosidad tal como agua o aire. Las ondas de corte se propagan mediante materiales de alta viscosidad pero se atenúan rápidamente.

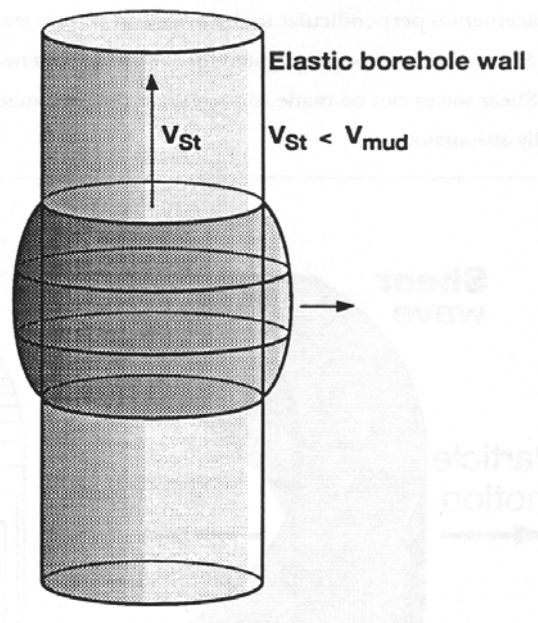
ONDAS DE STONELEY

En una perforación llena de líquido, existen ondas adicionales en la interface formación – pozo. Estas a veces se llaman ondas dirigidas, puesto que utilizan la perforación como guía de onda. La onda dirigida de mayor interés es la onda STONALEY.

La onda de STONELEY se origina como una perturbación compresional en el líquido de la perforación (Típicamente agua). Una onda de presión con baja frecuencia viajará por la guía de la perforación como una onda plana cercana hacia arriba y hacia abajo de la perforación, sin separación, esférica y normal con el aumento de la distancia a la fuente. Si las paredes del pozo son incompresibles, esta onda viajará largas distancias con solamente una pérdida leve de amplitud (Martillo de agua). Las paredes de la perforación son compresibles, sin embargo, la formación tiene una cierta compresibilidad finita y posiblemente cierta permeabilidad. Consecuentemente, la onda STONELEY es una onda dirigida del pozo con la velocidad y amplitud determinada por:

- Propiedades elásticas del fluido del pozo.
- Propiedades elásticas de la formación.
- Permeabilidad de la formación.

La siguiente figura muestra la trayectoria de las ondas STONELEY en el pozo:



TIPOS DE MEDIDAS ACÚSTICAS

La onda acústica recibe la influencia del medio a través del cual pasa. Los líquidos por ejemplo, afectan a la onda de manera diferente a como lo hacen los sólidos. En un líquido, las moléculas están relativamente libres para deslizarse una sobre la otra, así que la onda acústica no se propaga con la rapidez como lo hace en un medio sólido. Los medios gaseosos atenúan la potencia de la onda aún más.

La medida de las propiedades de la onda acústica, pueden brindar información muy útil acerca de las características y contenidos de los estratos a través de los cuales transita la señal acústica dentro de un pozo.

Las propiedades medibles de la señal acústica son: La velocidad, la frecuencia, la amplitud y la atenuación.

La velocidad expresa la rapidez con la cual la onda pasa a través de un material.

La frecuencia es una expresión de la velocidad de oscilación de la onda.

La amplitud implica que fuerte es la señal en un contexto auditivo.

La atenuación expresa una pérdida de potencia (está asociada a la amplitud).

GENERACIÓN DE LA SEÑAL ACÚSTICA

La herramienta acústica genera ondas sonoras en el pozo por medio de dispositivos PIEZOELÉCTRICOS o MAGNETOESTRICTIVOS.

Los cristales piezoeléctricos se expanden y contraen a medida que a través de ellos se aplica un voltaje variable.

Los dispositivos magnetoestrictivos consisten de un cilindro metálico que se expande y contrae bajo la influencia de un campo magnético variable.

Las vibraciones acústicas se producen pulsando repetitivamente cualquiera de los dos aparatos.

El transmisor normalmente va envuelto en un alojamiento que lo protege del ambiente del pozo, este envoltorio suele llenarse con un fluido que aumenta el acoplamiento acústico entre el transmisor y la columna de lodo, por lo que es importante que no haya burbujas de aire en el líquido alrededor del cristal transmisor, la presencia de estas burbujas atenuará la señal.

RECORRIDO DE LAS ONDAS EN EL POZO

Las ondas acústicas resultantes irradian hacia todas las direcciones a partir del transmisor. La señal viaja a lo largo de diversos medios como se ve esquemáticamente en la siguiente figura N° 25.

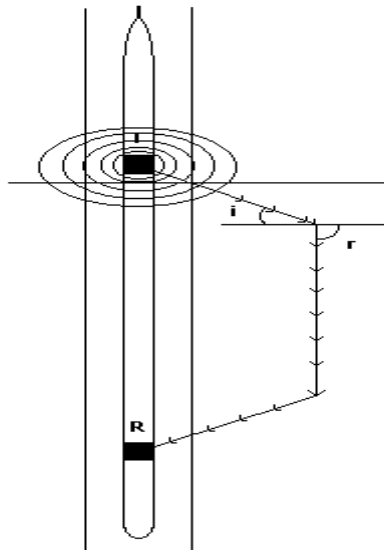


Figura N° 25

Los recorridos por los distintos medios son:

- A lo largo de la herramienta.
- A lo largo de la columna de lodo, paralelamente a la herramienta.
- A lo largo de la superficie de la pared del pozo.
- A través de los estratos de la formación.

La señal que realmente importa, es la proveniente de la formación, cuya discriminación obedece a la siguiente ley de SNELL:

$$\text{Sen } r = \frac{V_b}{V_f} * \text{sen } i \quad (20)$$

Donde:

V_f = Velocidad de la onda compresional en el fluido del pozo.

V_b = Velocidad de la onda compresional en la formación.

i = Ángulo de incidencia de la onda sobre la superficie de la pared del pozo.

r = Ángulo de refracción de la onda.

Normalmente una relación $V_b > V_f$ responde a que los sólidos (formación) son medios más rápidos que los líquidos (lodo), para esta relación, el ángulo de refracción "r" es mas grande que el angulo de insidencia "i" cuando la onda proveniente del transmisor choca con la interface lodo-perd del pozo. Cuando el ángulo de incidencia crece hasta el punto en que el ángulo de refracción se hace 90°, se alcanza el **ÁNGULO CRÍTICO** para que la señal viaje por la formación. Solamente las ondas que alcancen el ángulo crítico son de interés para el perfilaje acústico. Estas ondas de mayor profundidad de investigación viajan por la formación a profundidades iguales o mayores que una longitud de onda. La longitud de onda es función de la velocidad y de la frecuencia del sonido. Luego de viajar por la formación con la lógica atenuación sufrida acorde al tipo de material atravesado, la onda llega nuevamente a la interface lodo-pared del pozo, alcanza nuevamente el ángulo crítico, viaja por el lodo y llega al receptor de la herramienta.

EL TREN DE ONDAS ACÚSTICAS

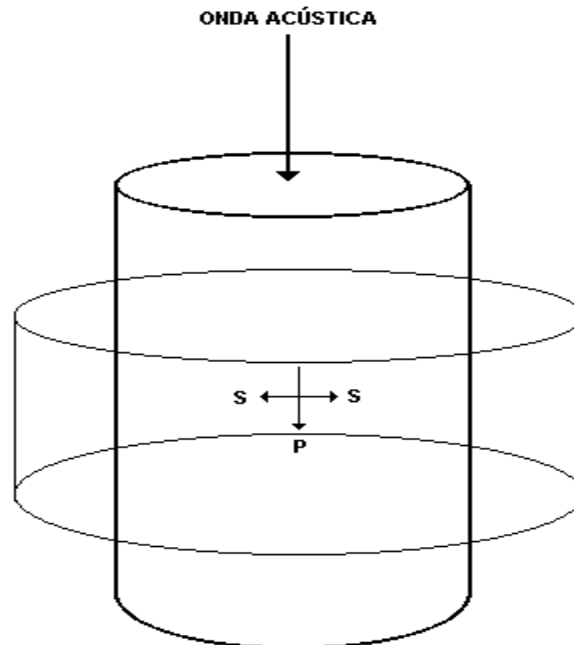


Figura N° 26

La señal recibida en el receptor, tal como se la observa en superficie por medio de un osciloscopio, es bastante compleja. Está compuesta por llegadas provenientes de varios recorridos y consiste en más de un tipo de onda.

Las herramientas acústicas se diseñan de manera tal que las primeras señales detectadas son las ondas compresivas que han viajado a través del cuerpo de la roca misma.

Las ondas compresivas reciben ese nombre porque son la componente del impulso sónico que se propaga comprimiendo la materia a través de la cual pasa (Figura N° 26). Las ondas compresivas u ondas "P" hacen vibrar la roca hacia adelante y hacia atrás, en la dirección de propagación. Inmediatamente después del pasaje de una onda compresiva, la roca vibra de lado a lado a medida que el material comprimido se alarga de manera normal a la dirección de propagación. Esta vibración lateral de la roca produce ondas de corte "S", mas lentas y aparecen a continuación de las llegadas de compresión (Figura N° 27)

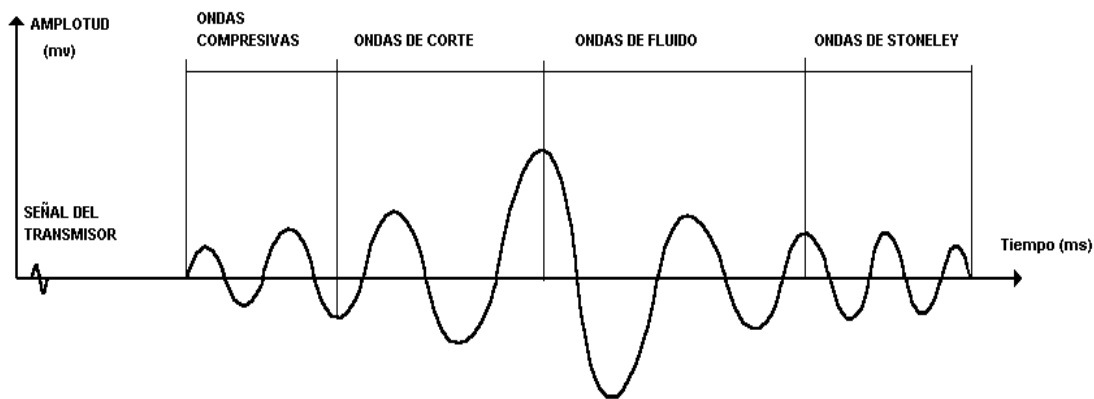


Figura N° 27

Aún mas tarde llega otro grupo de ondas compresivas, estas son las ondas de fluido que viajan muy lentamente por la columna de lodo. Por este recorrido no llegan ondas "S" debido a que el líquido no tiene resistencia al corte.

Las últimas llegadas que pueden observarse son las ondas de STONELEY, estas viajan hacia el receptor a través de la interface columna de lodo y pared del pozo.

No se observan normalmente ondas que viajan a través de la herramienta misma, debido a que han sido eliminadas mediante ranuras en el diseño de la herramienta.

PERFILES DE VELOCIDAD

El perfil de velocidad es un registro en función de la profundidad versus el tiempo requerido por una onda compresiva de sonido para atravesar una distancia determinada, a través de las formaciones que han sido penetradas por la perforación de un pozo.

Este incremento de tiempo es el tiempo de recorrido interválico denominado (Δt). Este tiempo de recorrido o de TRANSITO se mide en microsegundos sobre pie (μ /pie). El " Δt " es la recíproca de la velocidad expresada en pies por segundo.

El tiempo de recorrido interválico para una formación dada, depende de la litología, la porosidad y los fluidos de la roca. Si se conoce el contenido de fluidos y la litología, podrá determinarse la porosidad de la formación a partir del " Δt ".

PERFILES DE VELOCIDAD CON RECEPTOR ÚNICO

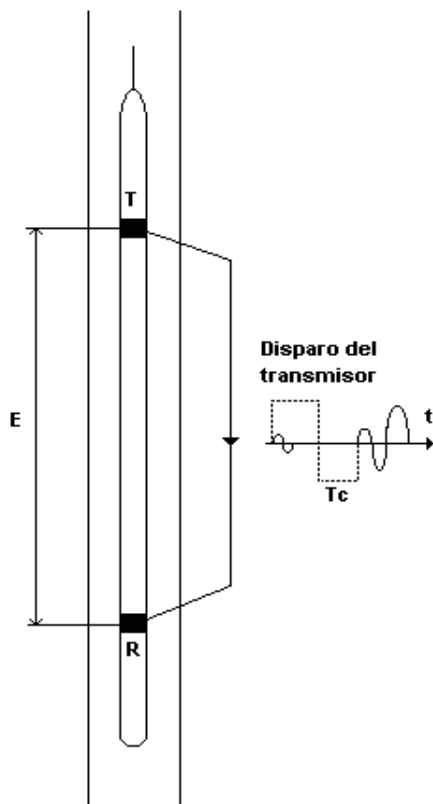


Figura N° 28

La energía acústica generada por el transmisor debe atravesar primero la columna de lodo para llegar a la formación y luego de haber viajado a través de esta, debe nuevamente cruzar el fluido para alcanzar al receptor. Más aún, un tiempo corto transcurre antes que el sonido generado alcance la superficie del envoltorio del transmisor y antes de que la señal pase desde la superficie de la herramienta al receptor (Figura N° 28).

El tiempo total transcurrido desde el disparo del transmisor hasta la recepción de la señal, menos el tiempo de recorrido en el fluido y el retardo de la herramienta, nos da el tiempo empleado por la señal en recorrer la roca ubicada entre el transmisor y el receptor.

Dividiendo el tiempo neto de recorrido por la señal en la roca por el espaciamiento entre el receptor y el transmisor en pies, obtenemos el Δt en microsegundos por pie.

$$\Delta t = \frac{T_c - \Delta t_f (\text{BHD} - \text{OD}) - T_D}{E} \quad (21)$$

Las medidas de Δt tienen varios inconvenientes y el más grave es su incapacidad para definir formaciones angostas, debido a la distancia entre el transmisor y el receptor.

Afortunadamente hay disponible un método alternativo de medición que es el más empleado actualmente, tiende a eliminar las deficiencias asociadas a las herramientas con receptor único y se trata del método de medición con dos receptores.

MEDICIÓN DE VELOCIDAD CON DOS RECEPTORES.

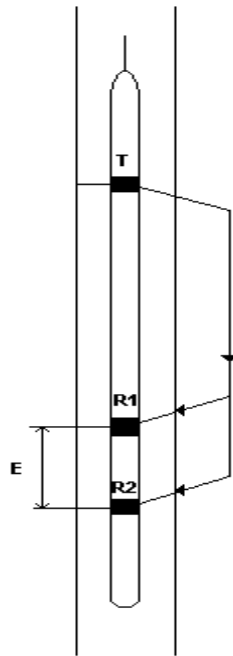


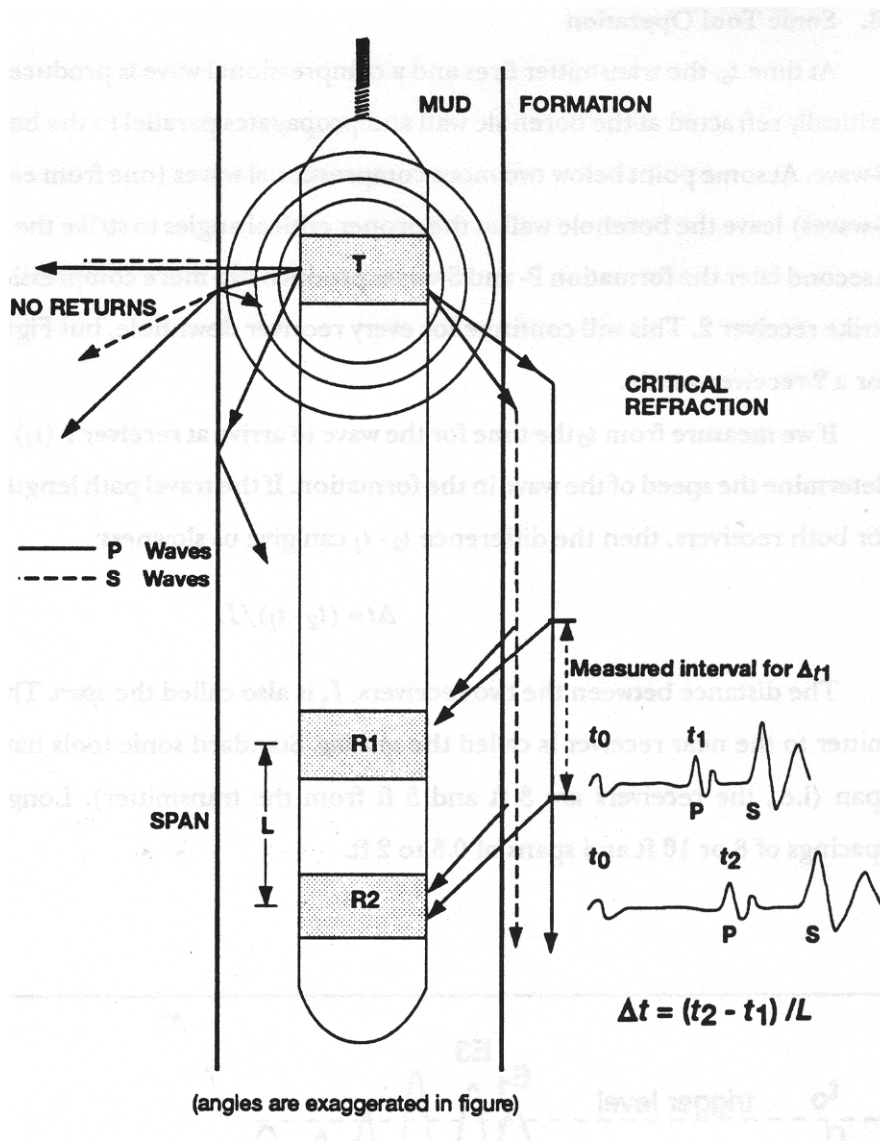
Figura N° 29

Al utilizar dos receptores, la onda acústica que llega al segundo receptor "R2", debe atravesar un volumen adicional de roca y por lo tanto será recibida algo mas tarde que la señal que llega al receptor próximo "R1" (figura N° 29).

Se lleva a cabo la medición del Δt tomando la diferencia de tiempos totales de recorrido desde el transmisor hasta cada receptor y dividiendo por el espaciamiento "E" entre los dos receptores.

$$\Delta t = \frac{Tr1 - Tr2}{E} \quad (22)$$

Restando el tiempo total hasta "R1" del tiempo hasta "R2", se cancela el tiempo de recorrido en el lodo y también el tiempo en la roca por encima de "R1" y queda entonces únicamente el tiempo que tarda el sonido para viajar por la formación entre los dos receptores.



CÁLCULO DE LA POROSIDAD

M.R.J.WYLLIE sugirió una relación entre la velocidad del sonido en la formación y la porosidad, que es usada ampliamente:

$$\Delta t = \Delta t_f \phi + \Delta t_{ma} (1-\phi) \quad (23)$$

Esta ecuación establece que 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} " denominada matrix, más el tiempo empleado en atravesar los fluidos porales " Δt_f ".

Puede obtenerse la porosidad directamente reagrupando la ecuación de WYLLIE:

$$\phi = \frac{\Delta t_l - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (24)$$

Donde:

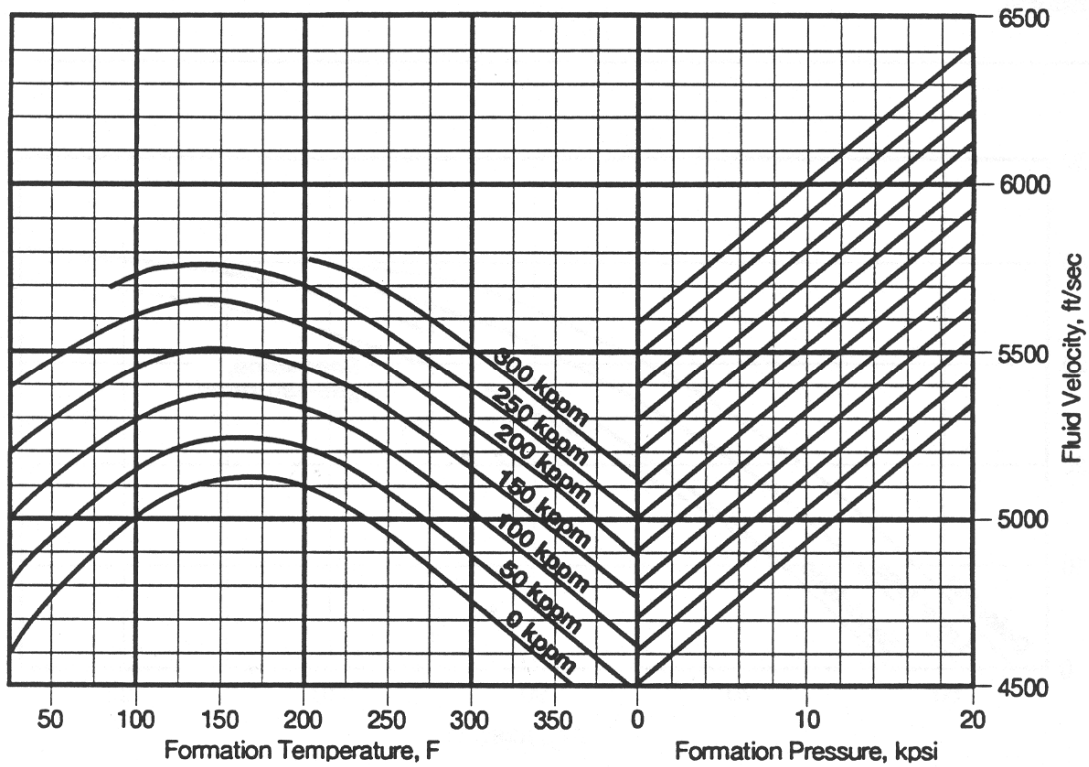
- Ø = Porosidad de la formación en decimales.
- Δt_f = Delta T del fluido en usec/ft.
- Δt_l = Delta T leído en el perfil en usec/ft.
- Δt_{ma} = Delta T de la matriz en usec/ft.

Los valores de Delta T de matriz y densidad de matriz para alguno de los materiales mas comunes, son mostrados en la siguiente tabla:

Material	Δt _c μsec/ft	V _c ft/sec	ρ _b g/cm ³
Sandstone	55.5	18000	2.65
Limestone	47.5	21050	2.71
Dolostone	43.5	23000	2.87
Anhydrite	50	20000	2.97
Gypsum	52.5	19000	2.35
Halite	67	15000	2.04
Casing	57	17000	5.5
Water (0 Kppm)	200	5000	1.00
Water (100 Kppm)	189	5300	1.06
Water (200 Kppm)	176	5700	1.14
Oil	232	4300	0.8
Air	919	1088	0
Shales	70-140	7-14K	2.3-2.8

El Δt_f dependerá de la temperatura, la presión y la salinidad del líquido. El siguiente grafico se puede utilizar para determinar V_f del agua.

Muévase hasta la línea de salinidad apropiada (probablemente filtrado del lodo). Muévase hacia la derecha a la línea de presión de 0 psi, luego siga hacia la derecha en forma ascendente paralelamente a las diagonales, hacia la presión correcta de la formación (leída en el eje de las X). Muévase con una línea recta al eje Y. El valor es V_f para el agua en a esa temperatura, presión y salinidad.



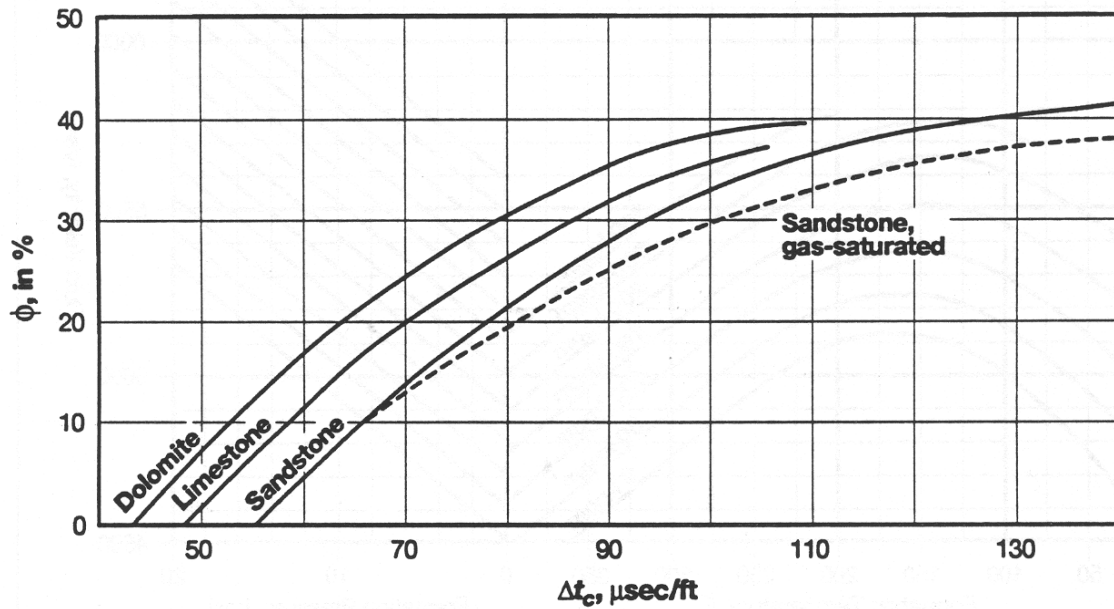
RAYMER – HUNT – GARDNER (RHG):

Una alternativa propuesta por HUNT consiste en el uso de un factor de corrección C_p . Se basa en un método empírico (que tiende a fijar porosidades de coronas y perfiles de neutrón – densidad) mejor que la transformada de Wyllie.

La formula original es aproximadamente la siguiente:

$$\phi S = [1 - (\Delta t_{ma} / \Delta t_c)] / [\rho_{ma} - \rho_f]$$

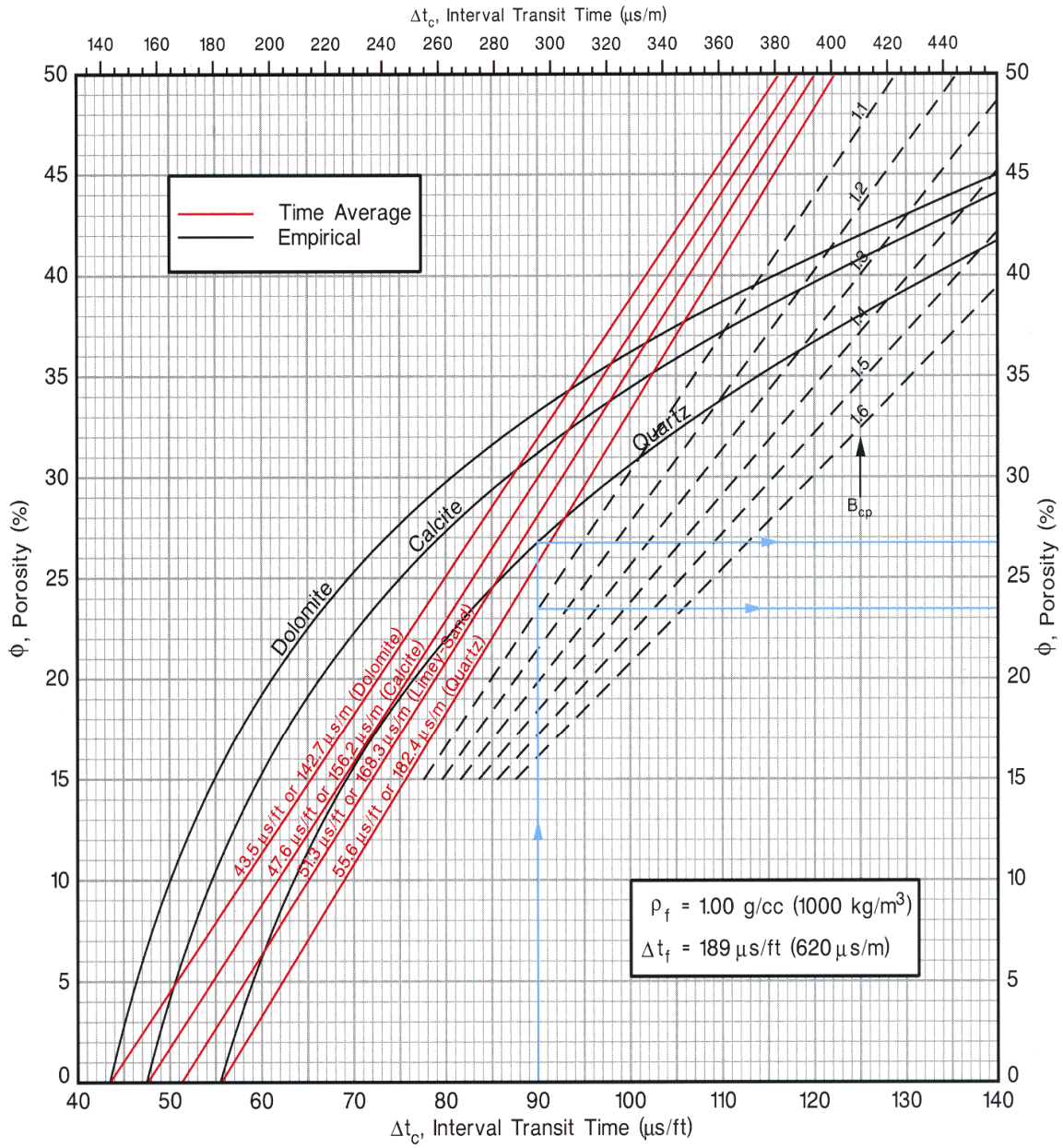
Esto asume que el fluido es un líquido y no gas. El siguiente grafico ilustra la transformación de la porosidad de sónico de HUNT:



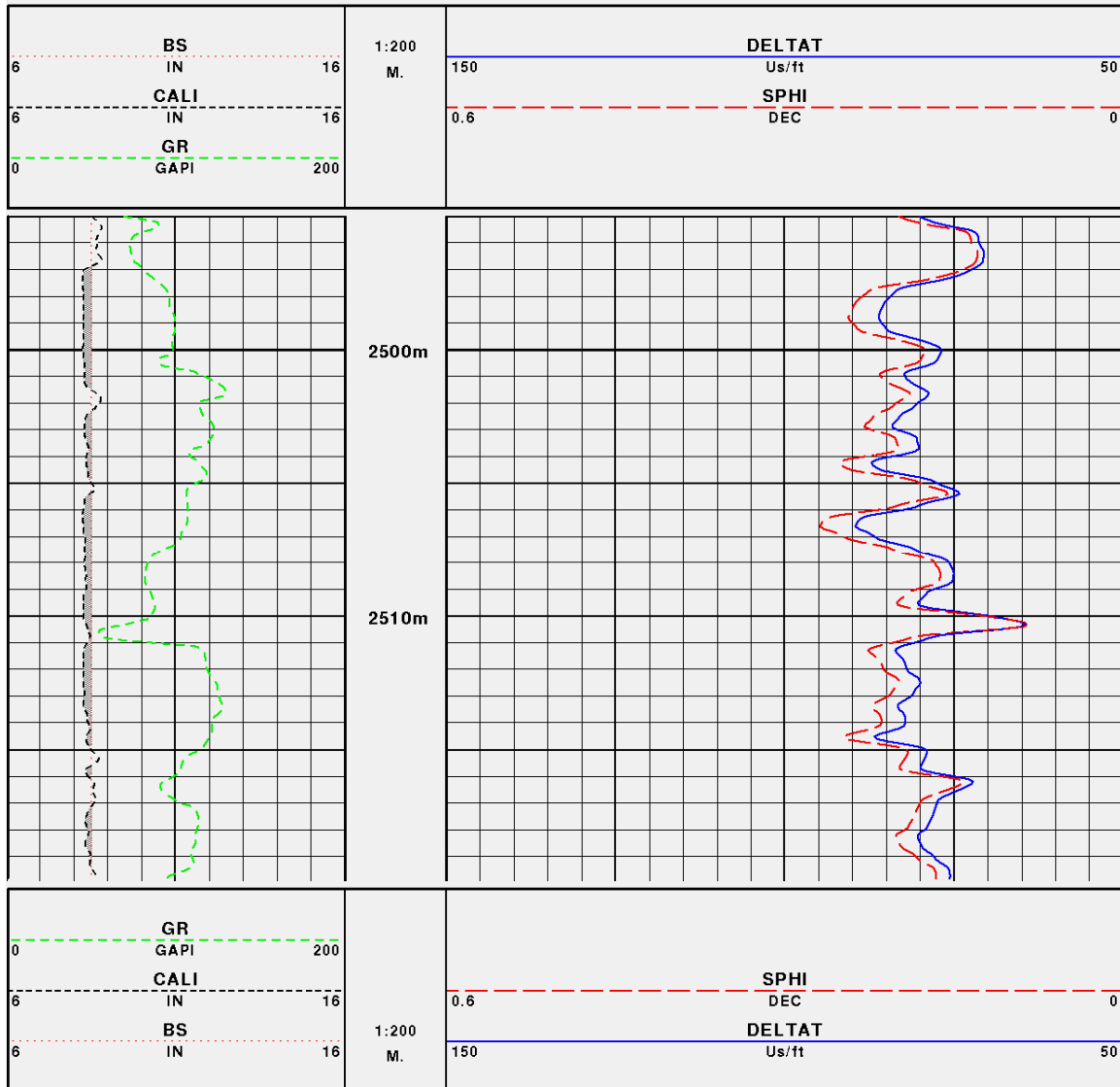
TRANSFORMACIÓN EMPÍRICA DE HALLIBURTON:

El siguiente grafico muestra la transformación de los servicios de HALLIBURTON, varios otros métodos han sido desarrollados por petrofísicos a lo largo de los años. Así como la transformación de HUNT, la transformación empírica de HALLIBURTON relaciona el Δt_c y la ϕ mejor que la WTA. Así como la ecuación de HUNT fue inventada usando datos de un número determinado de pozos, la relación de HALLIBURTON fue desarrollada a partir de los principios de las propiedades mecánicas de las rocas y luego modificada levemente con datos de perfiles Densidad – Neutrón.

Porosity Determination Sonic versus Porosity



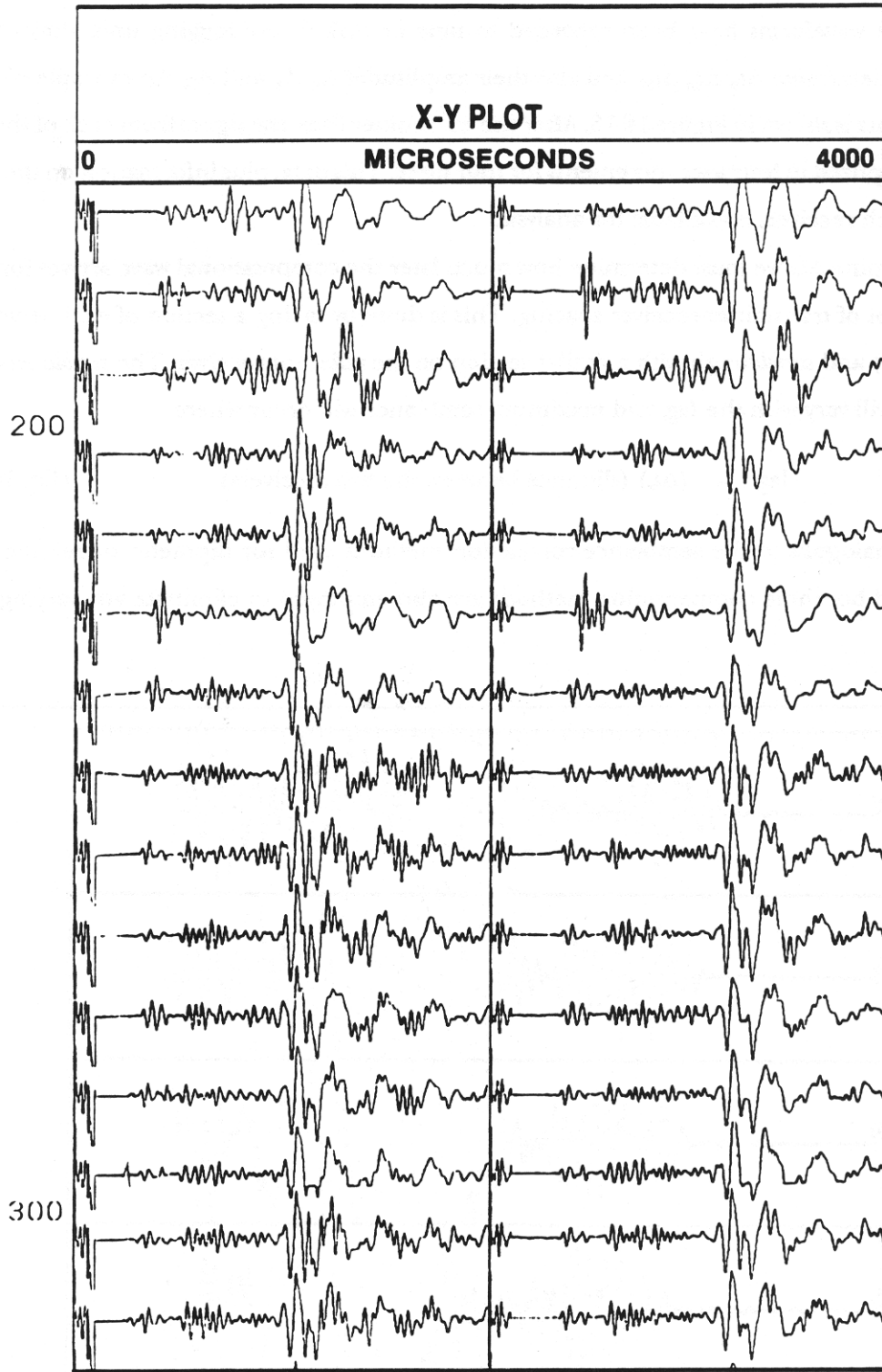
PRESENTACIÓN DEL PERFIL ACÚSTICO:



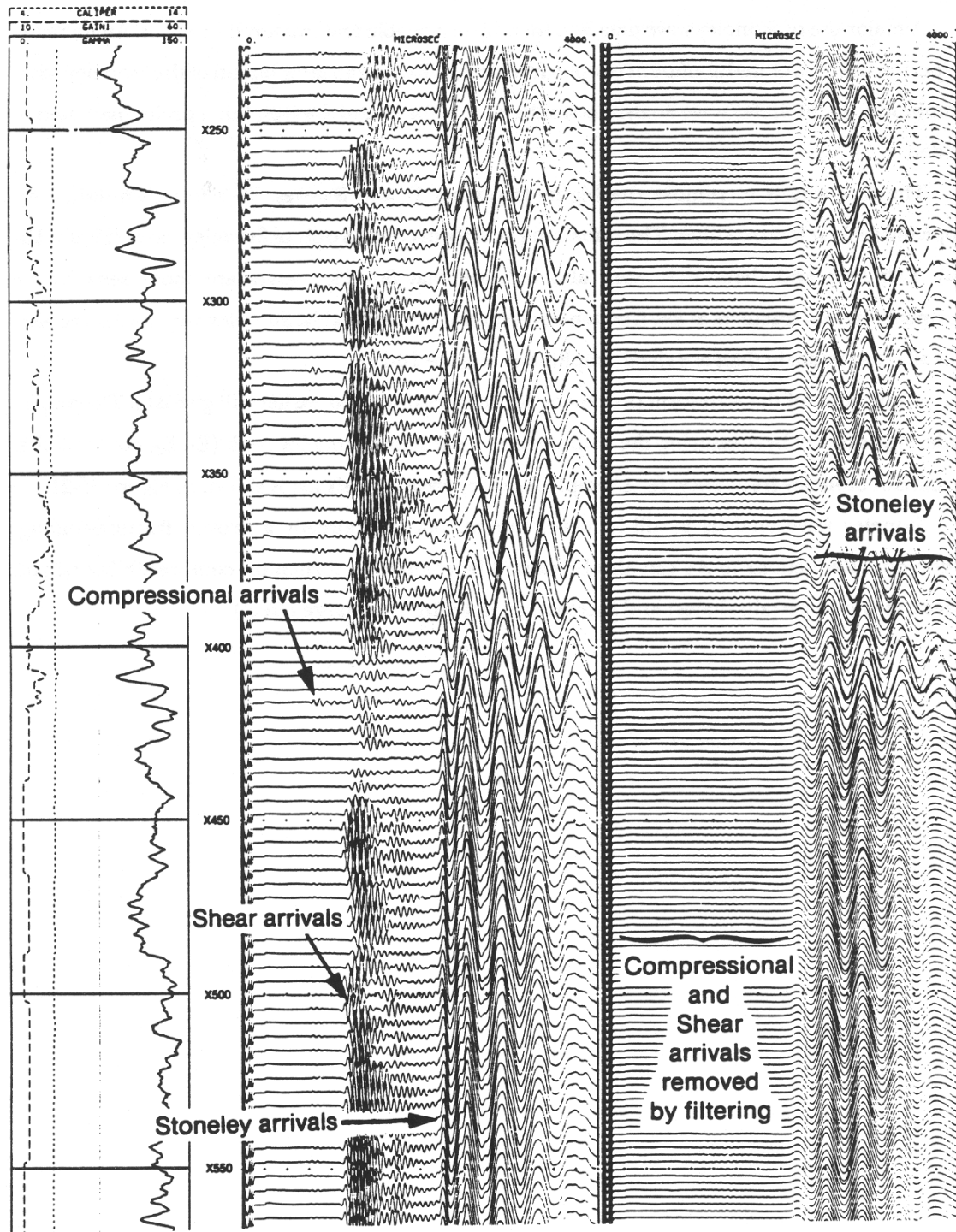
REGISTRO DE LA ONDA COMPLETA

Los procesos antedichos son suficientes para determinar ΔT_c puesto que la onda compresional corresponde al primer arribo.

La onda de corte es mas lenta , entre 30 – 100 microsegundos por pie, por lo tanto llegará después que las ondas P, entre 90 – 300 microsegundos para 3 pies de espaciamento y entre 300 – 1000 microsegundos para 10 pies de espaciamento.



La onda de STONELEY llegará después de la onda P y generalmente después de la onda S.
La forma de onda completa se debe evaluar para determinar DTc, DTs y DTst.

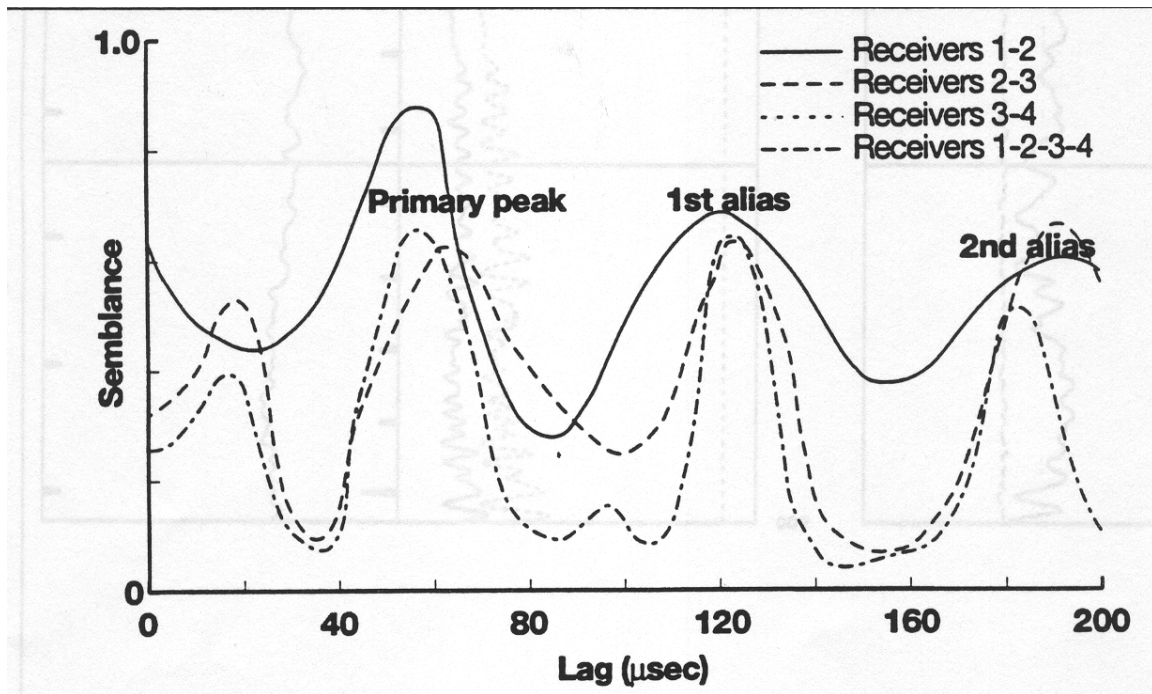


NUEVO METODO PARA COMPUTAR DTS y DTC

Cuando las formas de onda son procesadas con técnicas de semblanza, el mapa de semblanza resultante puede convertirse en una confusión de ALIAS.

EFEECTO ALEATORIO

En la figura siguiente se muestra un correlograma para una típica onda P cuya correlación demuestra la semblanza calculada para diversos valores posibles de retardo en sus arribos.



El valor CORRECTO del retardo es 45 microsegundos, pero hay también picos en los 140 microsegundos. Estos picos aleatorios son el resultado de correlacionar dos formas de onda separadas (así como correlacionar E1 del receptor 1 con E3 del receptor 2). Si se utilizan más receptores en la correlación simultánea, la amplitud del pico aleatorio disminuye, pero el pico primario permanece básicamente sin cambios. La figura anterior muestra cómo decrecen en tamaño los picos aleatorios cuando se correlacionan de 2 a 8 formas de onda.

El error en el valor final de DELTAT por elegir el pico incorrecto sería en este ejemplo de 100 microsegundos / pie. La diferencia real en los tiempos de retardo entre los picos primario y aleatorio, es aproximadamente igual a la longitud de onda predominante, λ , de la señal acústica.

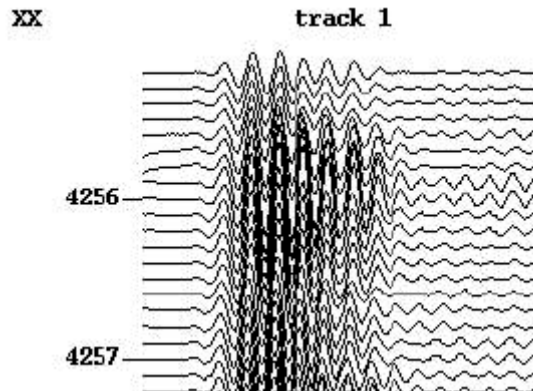
$$L_{alias} - L_{primary} = \lambda = f^{-1}$$

Donde f es la frecuencia dominante.

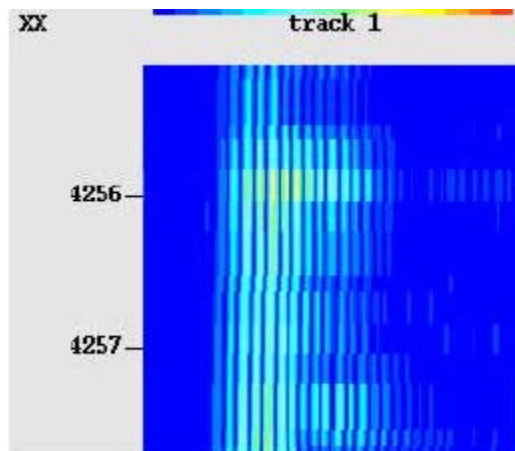
Las frecuencias dominantes típicas para las ondas P y S están entre 8 y 15 KHz, así que los picos aleatorios aparecerán más tarde a partir de los 65 a 125 microsegundos a partir del pico primario.

TECNICA PARA PREPARAR TSTART Y DETERMINAR TWITH PARA EL COMPUTO DE DTC Y DTS.

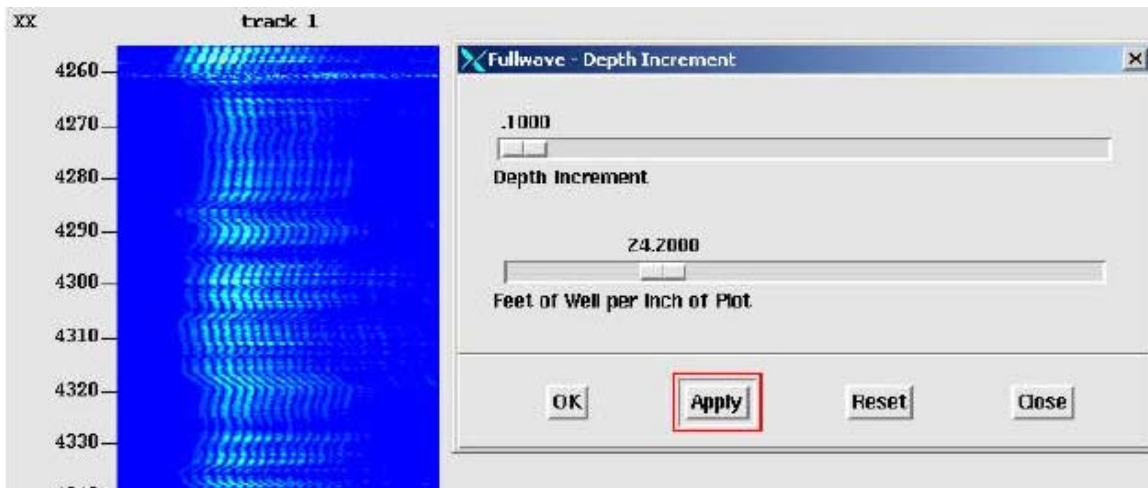
- 1- Desplegar el tren de ondas en una ventana.



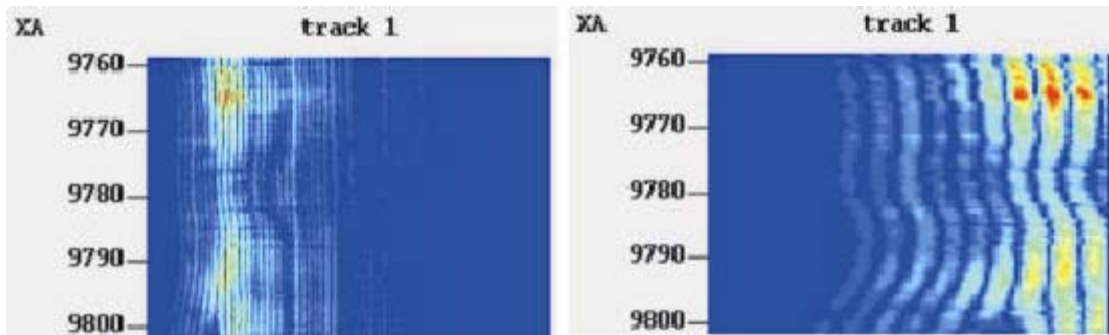
2. Pase al modo MICROSISMOGRAMA.



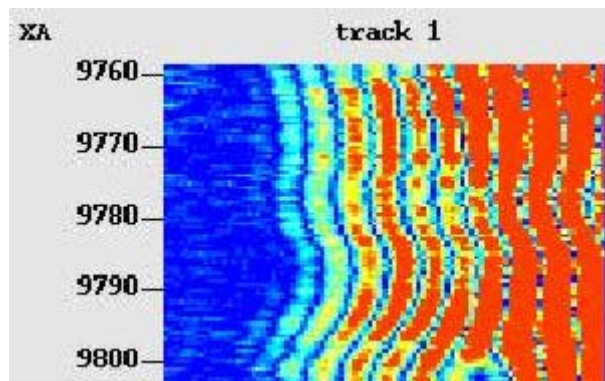
3. Seleccionar la opción del incremento de profundidad para aumentar el rango de profundidad en la pantalla.



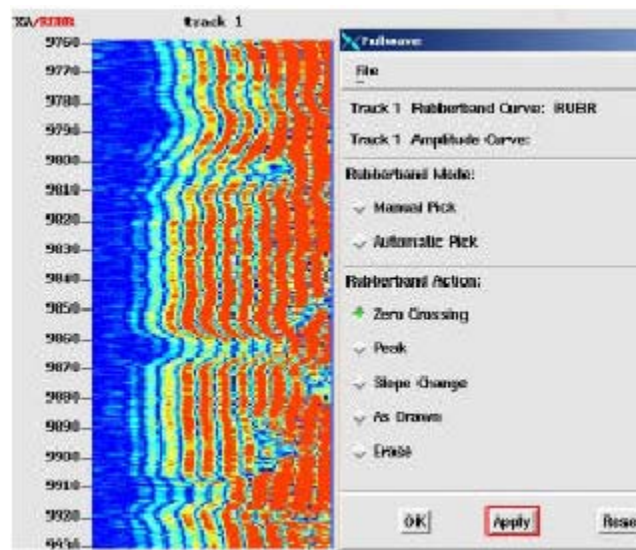
4. Usar la opción de intervalo de tiempo antes y después.



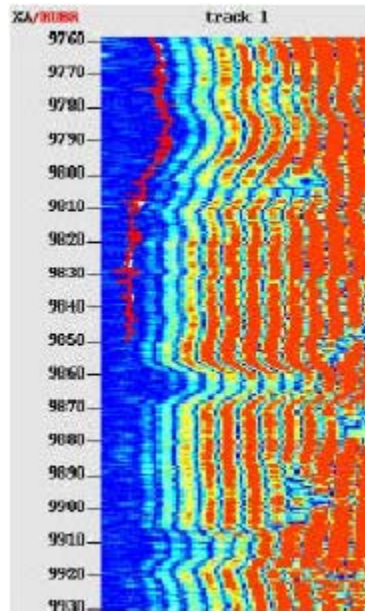
5. Use la opción de cambio de escala de la forma de onda, para incrementar la amplitud del primer arribo



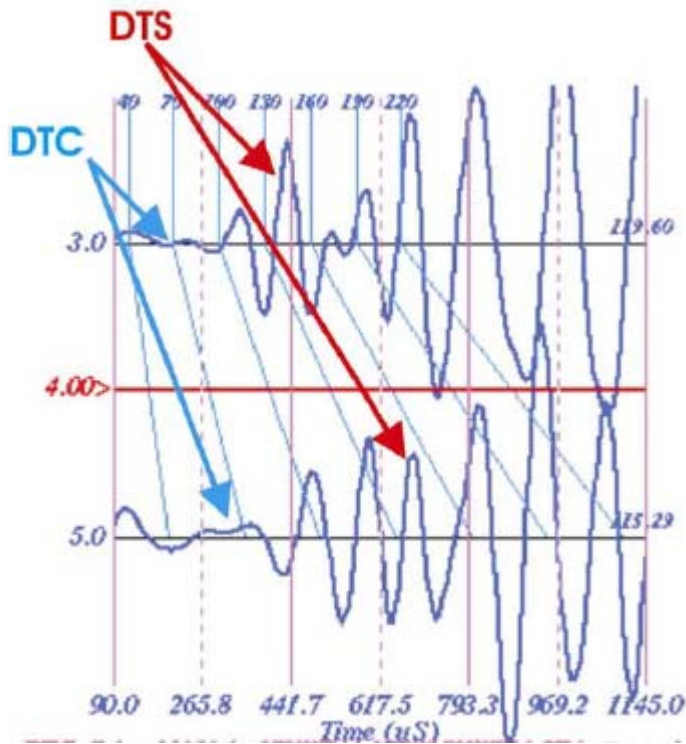
6. Seleccionar la curva BORRADOR.



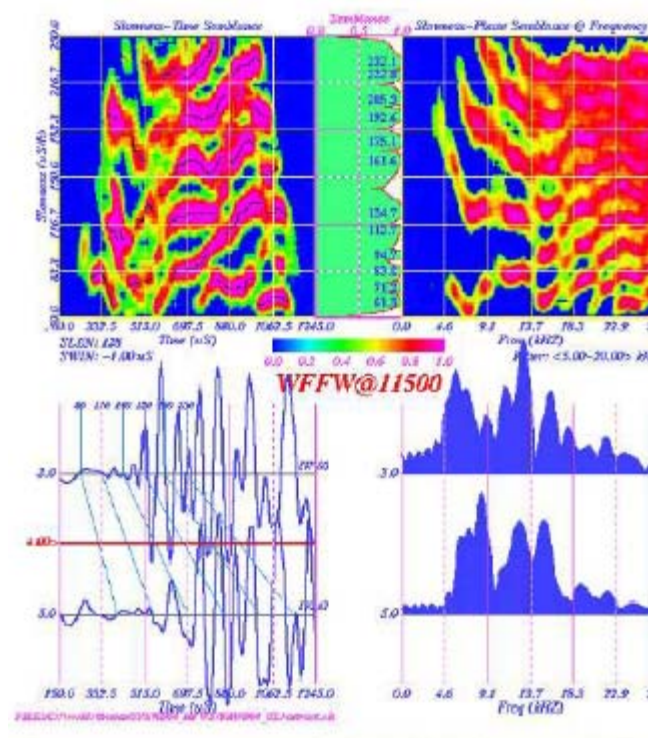
7. Usando el MOUSE copiar la data sobre la curva borrador.



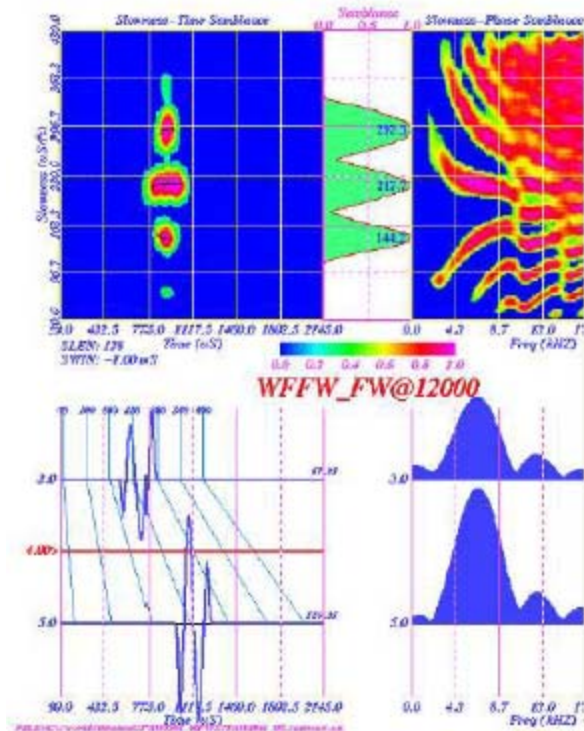
COMPUTACIÓN DEL DTC Y DTS.



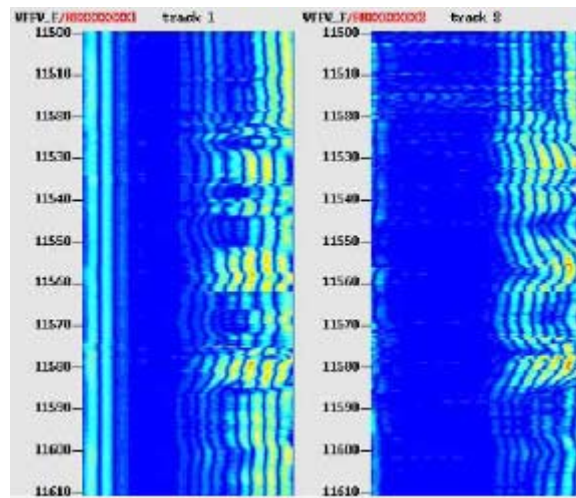
1. Computar la semblanza de los dos receptores.



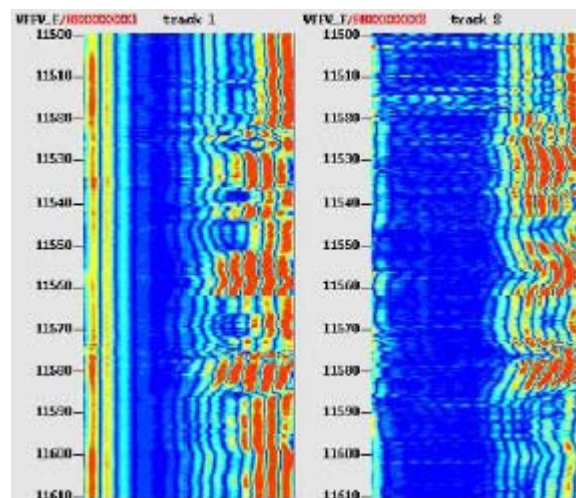
2. Semblanza de la onda.



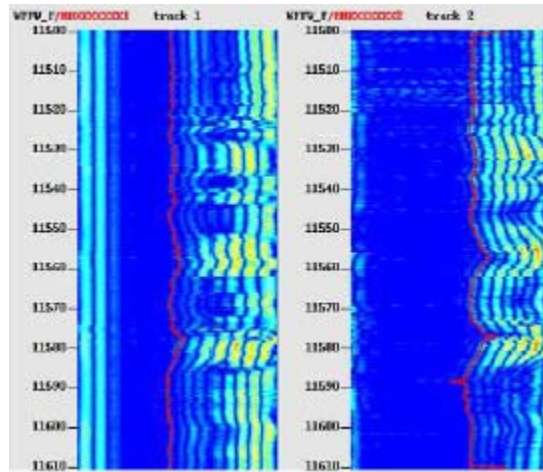
3. Fijar la ventana de tiempo para mejorar la resolución de los arribos compresionales.



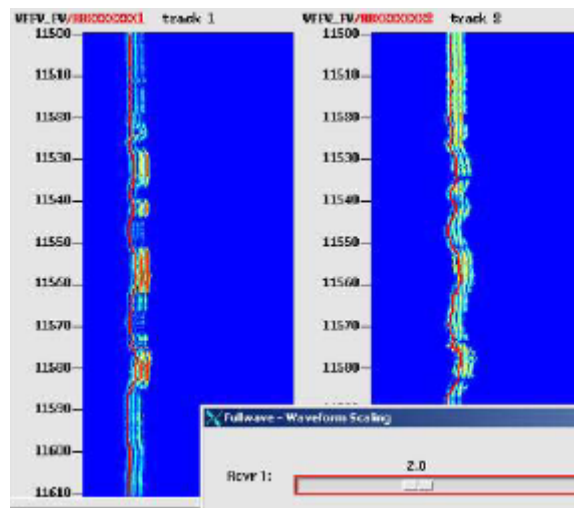
4. Ubicar la escala de la forma de onda para mejorar la identificación de las llegadas de compresión.



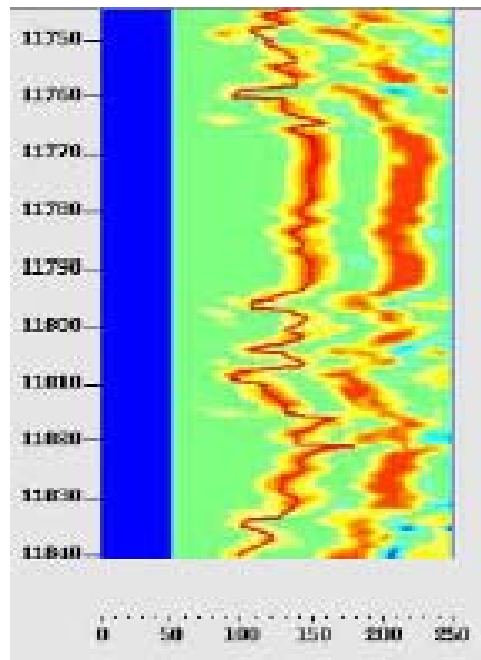
5. Use el MOUSE para crear la curva borrador correspondiente a la onda compresional en la pista 1.



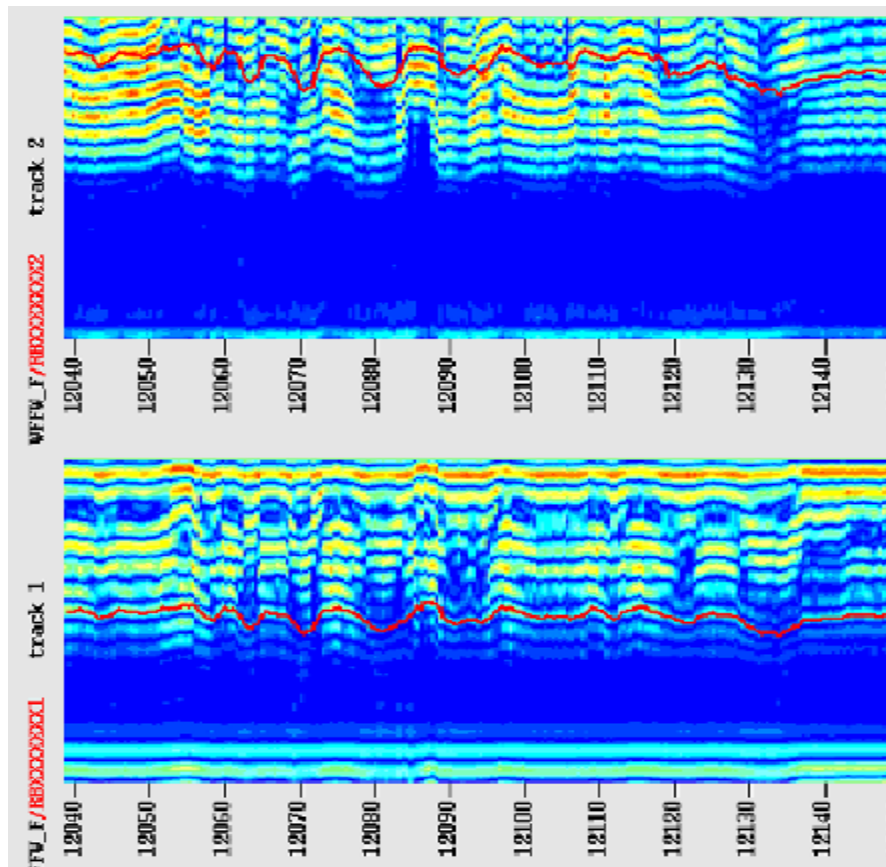
6. Ejemplo de la forma de onda creada en la ventana (En este caso una curva de Corte).



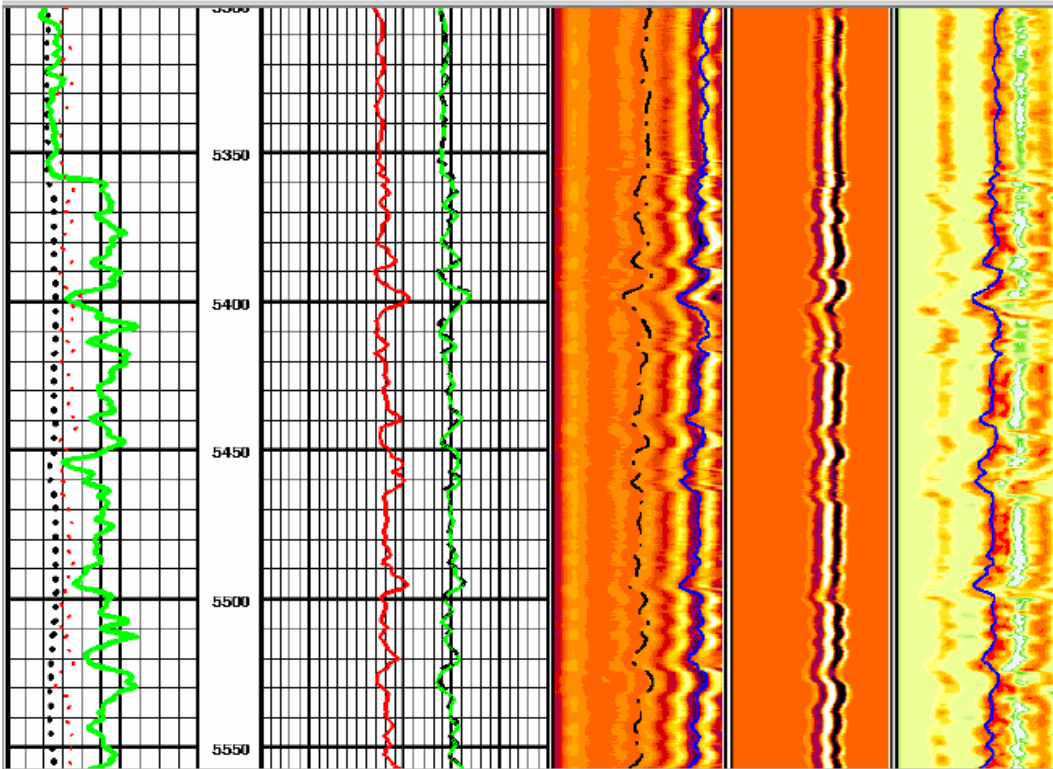
7 Ejemplo del perfil de semblanza del proceso de una curva de Corte.



7. Curvas borrador de corte.



8. Ejemplo de un perfil final



PROPIEDADES MECÁNICAS DE LAS ROCAS

ÍNDICE

1.0- INTRODUCCIÓN

2.0- MODULO ELÁSTICO ESTÁTICO.

- 2.1- Modulo de *YOUNG*.
- 2.2- Relación de *POISSON*.
- 2.3- Modulo de *CIZALLAMIENTO*.
- 2.4- Modulo *VOLUMÉTRICO* y de *COMPRESIBILIDAD*.

3.0- MODULO ELÁSTICO DINÁMICO.

- 3.1- Definiciones.
- 3.2- Análisis de Propiedades de la Roca.

4.0- ANÁLISIS DEL ESFUERZO EN EL POZO

- 4.1- Ecuaciones del campo de esfuerzo.
- 4.2- Presión de Iniciación de Fractura – Falla de Tensión.
- 4.3- Rompimiento de Arena – Falla de Cizallamiento.
- 4.4- Análisis de Esfuerzo en el pozo.
- 4.5- Presión de Cierre de Fractura.
- 4.6- Crecimiento de la fractura.
- 4.7- Análisis de la Altura de Fractura.
- 4.8- Criterio de Falla del Circulo de Mohr.
- 4.9- Análisis de Fortaleza de la Formación.

5.0- COMENTARIOS GENERALES.

1.0- INTRODUCCIÓN.

Las propiedades mecánicas de las rocas y sus condiciones de esfuerzo relacionadas, son importantes en la estimación del campo de esfuerzo alrededor del pozo. A partir de los esfuerzos en el pozo, se pueden hacer predicciones concernientes al análisis del fracturamiento hidráulico (Presión de iniciación de fractura, Geometría de la fractura, Presión de cierre de la formación y Presión de extensión de la fractura) y criterio de falla de la arena (Análisis del círculo de Mohr).

Un cambio en la forma del volumen de la roca, es una deformación y el correspondiente cambio fraccional, es un esfuerzo máximo. En general, un cambio tal es el resultado de una fuerza que actúa sobre la superficie o sobre la totalidad del cuerpo. Cuando una fuerza **F** está distribuida uniformemente sobre un área **A**, el esfuerzo está definido como la fuerza por unidad de área.

I. 1.
$$ESFUERZO = F / A$$

Los parámetros importantes usados para describir un material elástico son llamados **MÓDULOS ELÁSTICOS**. Éstos módulos elásticos son definidos como la relación de esfuerzo a esfuerzo máximo.

I. 2.
$$MÓDULO = ESFUERZO / ESFUERZO MÁXIMO$$

2.0- MÓDULO ELÁSTICO ESTÁTICO

2.1- Módulo de YOUNG

Éste módulo de elasticidad es determinado como el cambio en longitud de un material sujeto a esfuerzos de tensión o compresión. Básicamente, mide la rigidez de un material.

Para la siguiente figura, el módulo estático de YOUNG es definido como:

I. 3.
$$Y = \frac{F (l)}{A (\Delta l)}$$

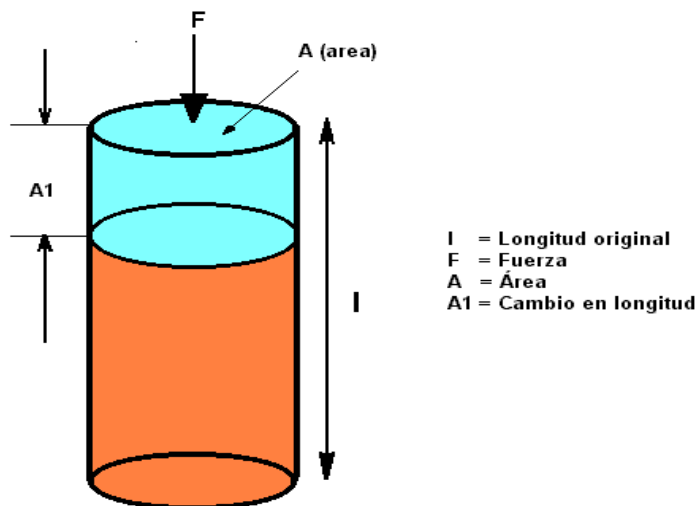


Figura I. 1. Material sujeto a fuerza de compresión.

Para el ACERO DULCE, $Y = 30 * 10^6$

Para ROCAS, $Y = \text{entre } 0.5 \text{ y } 12 * 10^6$

El modulo de *YOUNG* es importante en Fracturamiento Hidráulico, ya que es usado en la ecuación de amplitud de fractura.

$$\text{Amplitud de Fractura } \alpha = \frac{1}{\text{Modulo de } YOUNG}$$

El modulo de *YOUNG* es también usado para calcular la energía requerida para fracturar una formación particular.

2.2- RELACIÓN DE POISSON

Cuando un material es comprimido, normalmente el cambio en longitud está acompañado de un aumento en el radio como lo muestra la siguiente figura 2.

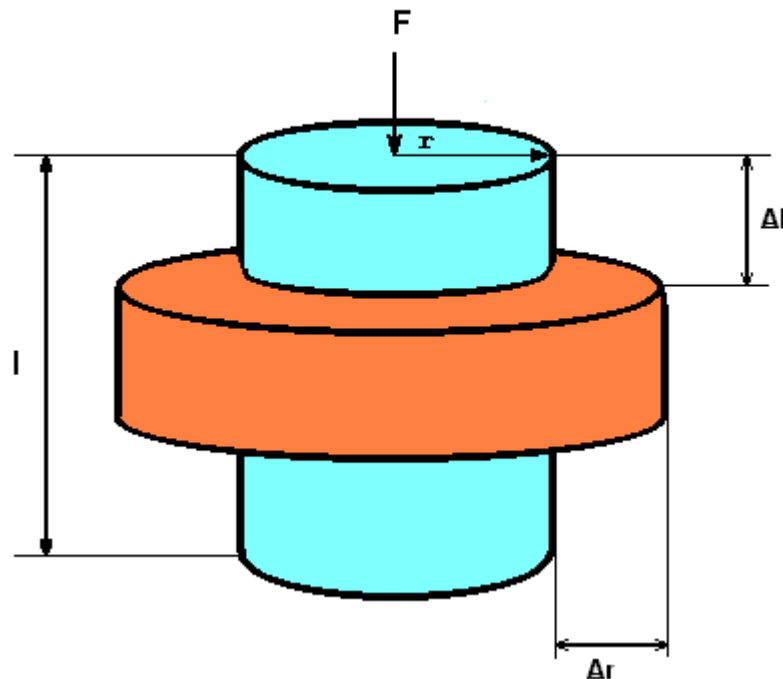


Figura I. 2. Deformación de Cilindro

La relación de *POISSON* esta definida como la proporcionalidad entre dos tipos diferentes de esfuerzos máximos:

$$\mu = \frac{\text{Esfuerzo máximo lateral}}{\text{Esfuerzo máximo longitudinal}} = \frac{\Delta r / r}{2 * \Delta l / l}$$

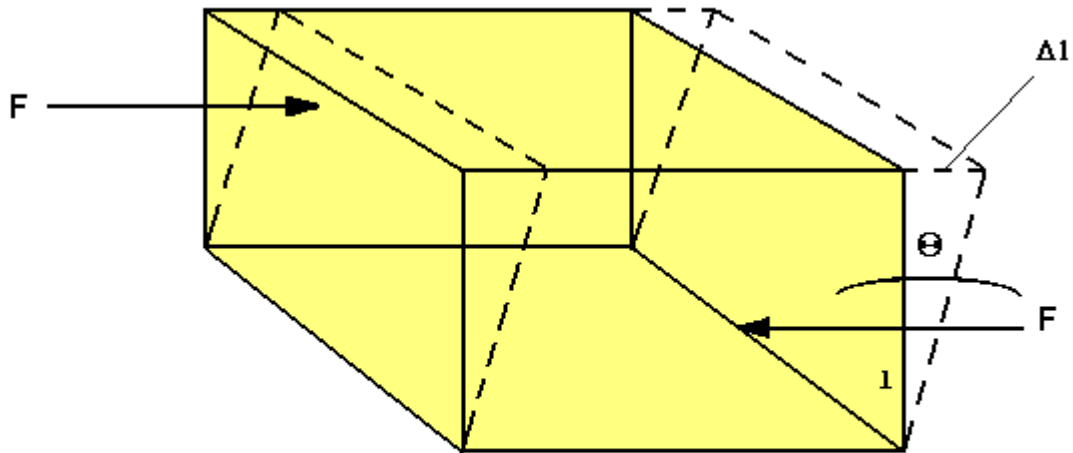
I.4.

$$\mu = \text{Relación de POISSON} = \frac{-l * \Delta r}{2 * r * \Delta l}$$

Un material que bajo esfuerzo lateral se deforme tanto como lo hace longitudinalmente, tendría una relación de *POISSON* de 0.5 . Un material que no se deforme lateralmente bajo carga longitudinal, tendría una relación de *POISSON* de 0.0. La relación de *POISSON* es requerida para computar la Presión de Iniciación de la Fractura, la Presión de Cierre de Fractura y para estimar la Extensión Vertical de Fracturas Hidráulicas.

2.3- MODULO DE CIZALLAMIENTO

El esfuerzo aplicado a una superficie plana particular de un bloque de material, hace que el plano se mueva afuera respecto a un segundo plano paralelo a una distancia perpendicular como se muestra en la siguiente figura I.3.



Θ = Ángulo De Deformación

Figura I.3. Deformación de Cizallamiento.

La relación del esfuerzo de cizallamiento aplicado al esfuerzo maximo resultante, $\Delta l / l$, es una medida de la rigidez de un material. Esta relación es llamada : Módulo de Cizallamiento Estático (G).

I.5.

$$(G) = \frac{F / A}{\tan \Theta} = \frac{F / A}{\Delta l / l}$$

Para un fluido : (G) = 0

Para un sólido: $(G) =$ Es un número finito.

2.4. MODULO VOLUMÉTRICO Y COMPRESIBILIDAD VOLUMÉTRICA

Otro tipo de esfuerzo máximo simple, es el cambio en volumen por unidad de volumen cuando una sustancia está sujeta a cargas de compresión sobre la totalidad de sus superficies, como ocurre en una condición hidrostática.

Como esta representado en la figura I.4.

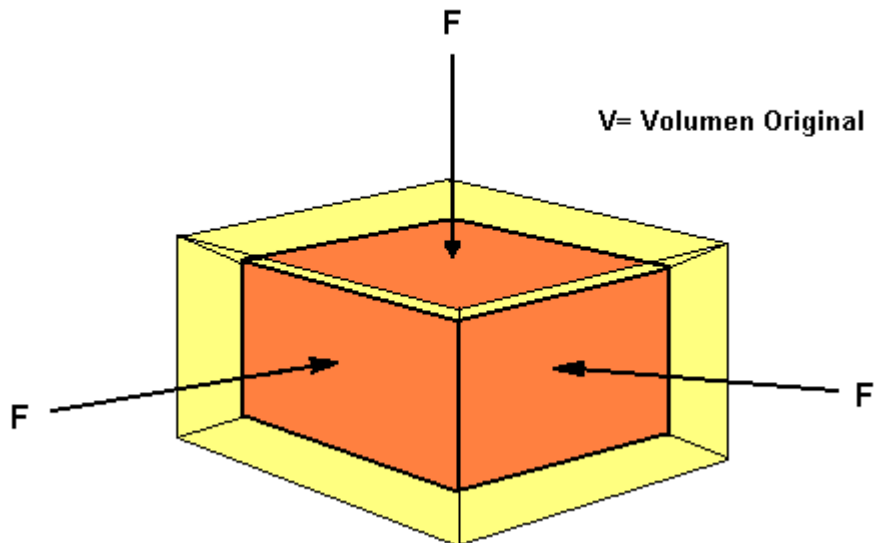


Figura I.4. Deformación Volumétrica

La relación del esfuerzo aplicado (fuerza por unidad de área) al esfuerzo máximo es llamado modulo volumétrico (K).

1.6.

$$K = \frac{F}{A} = \frac{V}{\Delta V}$$

El recíproco de **K** es llamado compresibilidad volumétrica y mide que tan compresibles son los materiales.

1.7

$$C = \frac{1}{K} = \frac{A}{F} \left(\frac{\Delta V}{V} \right)$$

La compresibilidad volumétrica es usada para estimar el efecto de la presión de poro sobre el esfuerzo.

3. MODULO ELÁSTICO DINÁMICO

a- Definiciones

En la sección previa, fueron definidos el módulo estático y la relación de Poisson de acuerdo a medidas realizadas en el laboratorio. Estos mismos parámetros pueden ser medidos con ondas acústicas que pasen a través de muestras de roca. A medida que la energía acústica es transmitida, el movimiento de la onda deforma la roca. La velocidad de la onda de compresión y de cizallamiento depende de la densidad y de las propiedades elásticas de la roca, definida por medio de las ecuaciones dinámicas:

1.8

$$YD = \frac{\rho b (4-3 \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}{\Delta t_s^2 (1 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}$$

Donde

YD = Módulo dinámico de YOUNG

Pois = Relación dinámica de POISSON

GD = Módulo de cizallamiento

CD = Compresibilidad volumétrica dinámica

1.9

$$Pois = \frac{(2 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}{2 (1 - \Delta t_s^2 / \Delta t_c^2)}$$

1.10

$$GD = Pb / \Delta t_s^2$$

1.11

$$CD = \frac{3 * \Delta t_s^2 * \Delta t_c^2}{Pb (3 \Delta t_s^2 - 4 \Delta t_c^2)}$$

Medidas del módulo estático y dinámico sobre rocas, indican que el módulo estático es siempre menor que el módulo dinámico. La relación estática de Poisson es frecuentemente mas grande que la relación dinámica de Poisson.

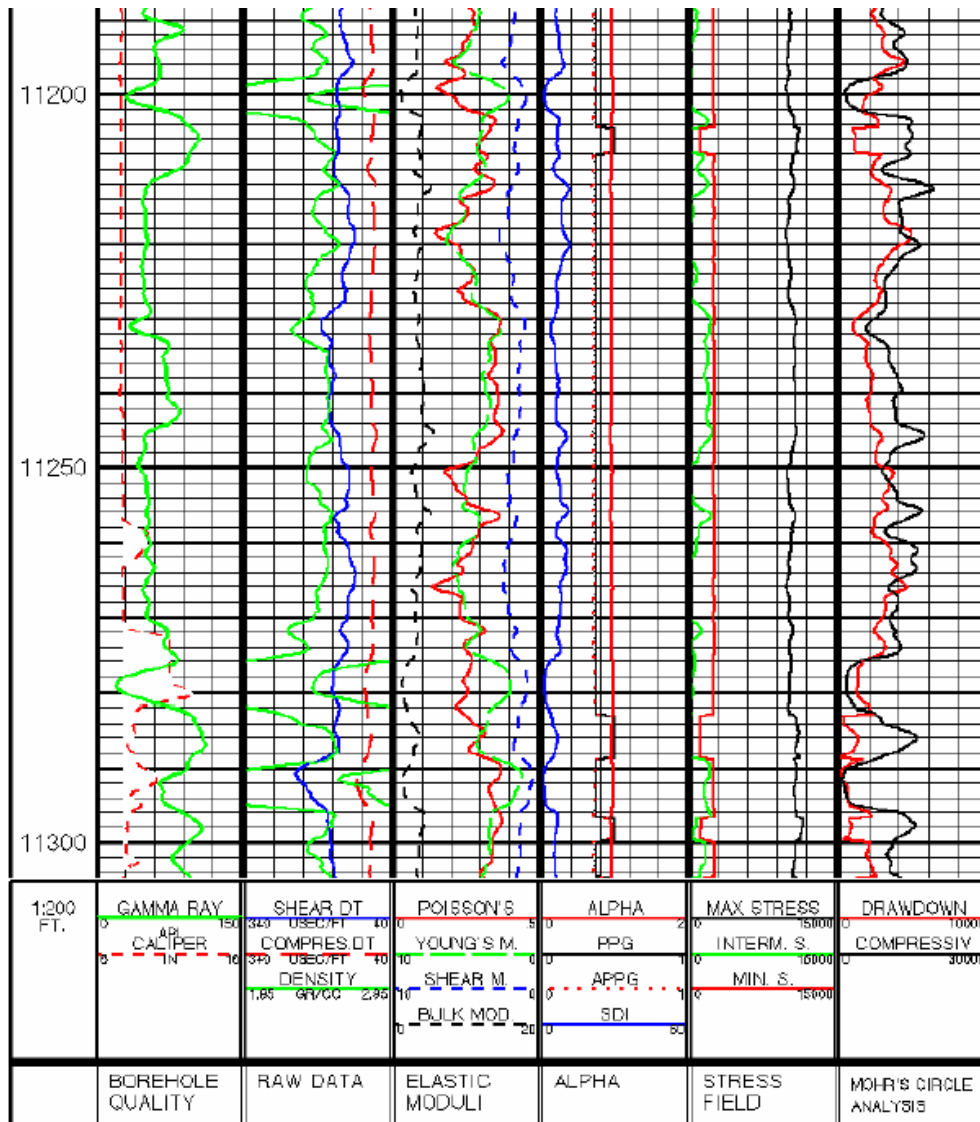
b- Análisis de Propiedades de la Roca.

Uno de los análisis con base al registro FULL WAVE SONIC, en centros de cómputos, es llamado FRACPRESSURE (Presión de Fractura) / Análisis de Propiedades de la Roca. Este análisis muestra el módulo elástico dinámico, la relación dinámica de Poisson, la relación estática de Poisson estimada, una curva de densidad volumétrica (A partir del registro de Densidad), las curvas mas lentas de cizallamiento y compresión y las curvas estándar de calibre y rayos gamma.

Todo módulo y relación dinámica de Poisson es computada de las ecuaciones 8 a 11. La relación estática de Poisson estimada es computada a partir de la relación dinámica y un factor de conversión. En el siguiente ejemplo 1 se muestra el análisis de propiedades de la roca a través de una sección de arcilla y de caliza.

EJEMPLO N°1

STRESS – Análisis de propiedades de las rocas.

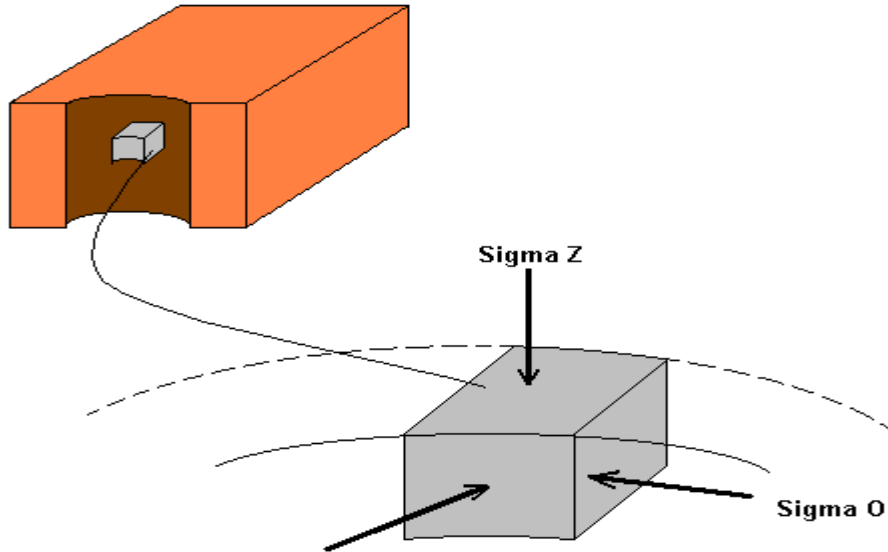


4. ANÁLISIS DEL ESFUERZO EN EL POZO

a. Ecuaciones del Campo de Esfuerzo.

El campo de esfuerzo alrededor del pozo, controla las fracturas hidráulicas y el rompimiento de la formación (Producción de Arena).. En el sitio (En el lugar original) las diferencias de esfuerzo son los factores principales en el control de la altura de fractura. Uno de los principales factores en el control de la extensión de fractura hacia el interior de la formación en la zona perforada, es la diferencia de esfuerzo a través de los límites de la zona perforada. La presión requerida por el fluido para producir una fractura en la formación, es determinada por la magnitud del mínimo esfuerzo horizontal principal. El campo de esfuerzo alrededor del pozo es ilustrado abajo.

COMPONENTES DEL ESFUERZO TOTAL PRICIPAL.



El esfuerzo total que actúa sobre el pequeño volúmen de roca puede ser separado en tres componentes. Estas son:

Sigma Z = Esfuerzo vertical total; actúa verticalmente.

Sigma r = Esfuerzo radial total; actúa a lo largo de un radio perpendicular a la pared del pozo.

Sigma O = Esfuerzo tangencial total; actúa en un plano horizontal perpendicular al radio.

Si consideramos que la presión de poro, P_p , ejerce también esfuerzo interno, la diferencia entre la presión de poro y los esfuerzos totales, es el esfuerzo que actúa sobre la estructura sólida de la roca. Las ecuaciones de esfuerzo efectivo pueden ser expresadas en terminos de la presión de lodo, P_m , la presión de sobrecarga, Σb , las propiedades elásticas de la roca y la presión de poro.

Para esfuerzo vertical tenemos:

$$I.12. \quad \Sigma z_e = \Sigma O - \alpha P_p = \text{esfuerzo de sobrecarga efectivo}$$

El esfuerzo de sobrecarga efectivo es expresado en términos de la presión ejercida por la sobrecarga que comprime el material, menos la contribución de la presión de poro tendiente a expandir el material. El término α , es el grado en el cual la presión de poro influye sobre la estructura de la roca. Alfa, α puede ser computada a partir de la compresibilidad volumétrica, CD y la compresibilidad de la estructura, como:

$$I.13. \quad \alpha = (1 - CR / CD)$$

CD = Compresibilidad volumétrica.

CR = Compresibilidad de la estructura.

El esfuerzo radial efectivo está definido por:

I.14.

$$\text{Sigma re} = P_m - \alpha P_p = \text{esfuerzo radial efectivo.}$$

Este esfuerzo tiene una contribución de la presión de lodo dirigida hacia el interior de la formación y la contribución de la presión de poro dirigida de la formación hacia el pozo.

Para el esfuerzo tangencial efectivo en el pozo tenemos la siguiente expresión:

I.15.

$$\text{Sigma Oe} = \text{Sigma re} + 2 \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) \text{Sigma ze} = \text{esfuerzo tangencial efectivo.}$$

El primer término sobre el lado derecho, es justamente el negativo del esfuerzo radial efectivo. El segundo término es una función del esfuerzo de sobrecarga, Sigma ze. El factor $\mu/1-\mu$, es un factor de acople que transforma el esfuerzo vertical a esfuerzo horizontal. El símbolo μ , es la relación de POISSON. El factor 2, da cuenta de la concentración de esfuerzo alrededor del pozo; por ejemplo, la adición de un hueco en el material de roca aumenta el esfuerzo cerca del hueco. Este factor va de 2 a 3 veces el radio del pozo hacia el interior de la formación. El esfuerzo tangencial efectivo puede ser escrito en forma expandida como:

1.16

$$\text{Ooe} = P_m + \alpha P_p + 2 \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) (\text{Sigma O} - \alpha P_p)$$

El esfuerzo regional en una formación es el creado por los procesos geológicos, tales como los fallamientos y sobrepresionamientos. El esfuerzo regional tiene sus ecuaciones de esfuerzo radial y tangencial. En nuestra discusión hemos asumido que todos los esfuerzos regionales son cero. Si el esfuerzo regional es conocido, podemos introducirlo en las computaciones de "FRACPRESSURE" Presión de Fractura.

b. Presión de Iniciación de Fractura – Falla de Tensión.

La presión requerida para iniciar una fractura puede ser estimada a partir del esfuerzo tangencial efectivo en la pared del pozo (Ecuación 16). A medida que el fluido aumenta en el pozo, Sigma oe empieza a ser menos compresivo. Para algún valor de P_m , Sigma oe es igual a cero; un aumento adicional haría que Sigma oe cambie de signo y la formación estaría en tensión. Cuando el esfuerzo tangencial es cero, la roca está siendo mantenida junta solamente por su fuerza de tensión. Consecuentemente, un criterio razonable para iniciación de una fractura, es que el esfuerzo tangencial, con la formación ahora en tensión, es igual a la fuerza de tensión, -T. Ver la siguiente figura 6.

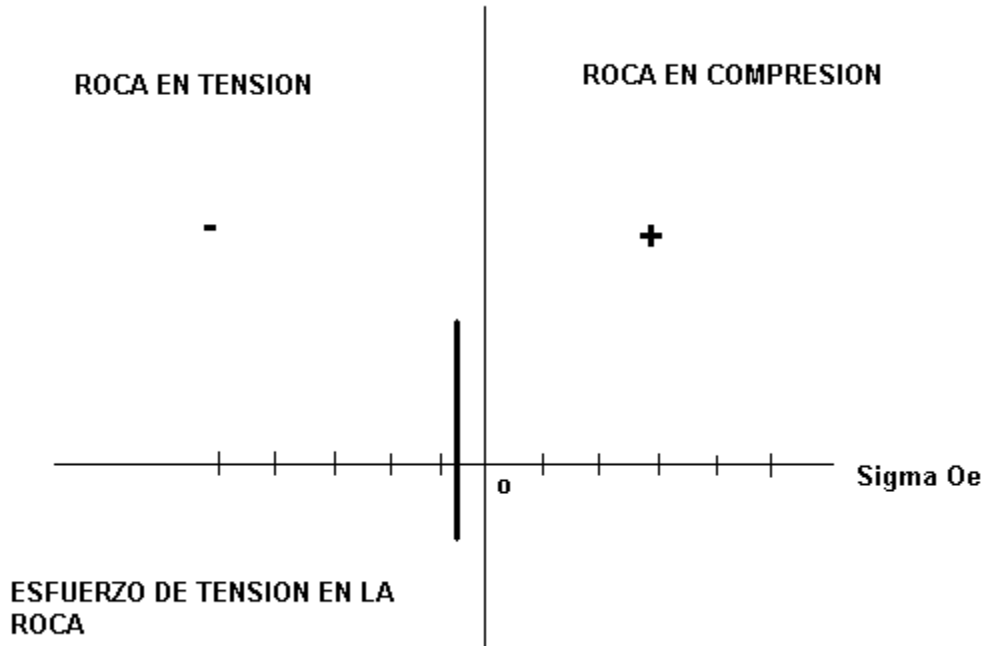


Figura I.6. ESFUERZO TANGENCIAL ACTUANDO SOBRE UNA FORMA ELÁSTICA. Resolviendo en este caso para Pm, la ecuación 16 se convierte en:

I.17.
$$P_m \text{ falla} = \text{FIPS} = \alpha P_p + 2 \frac{\mu}{(1 - \mu)} (\text{Sigma } o - \alpha P_p) + T$$

S = statica

FIPS es la presión de fluido necesaria para iniciar una fractura. Dividiendo la ecuación 17 por la profundidad obtenemos la ecuación para gradiente de presión de fractura.

c. Rompimiento de Arena – Falla de Cizallamiento.

Se piensa generalmente que el rompimiento de Arena es causado por la falla de Cizallamiento. La combinación de los esfuerzos radial y tangencial produce un esfuerzo de cizallamiento sobre la roca alrededor del pozo. Este esfuerzo de cizallamiento esta dado por:

I.18.
$$T = (O_{oe} - O_{re}) / 2 = \text{esfuerzo de cizallamiento efectivo.}$$

Si los esfuerzos de cizallamiento exceden la resistencia al cizallamiento de la formación, esta comenzará a romperse. Una aproximación útil para estimación del rompimiento de la arena, es comparar el campo de esfuerzo de cizallamiento alrededor del pozo con la magnitud del esfuerzo de cizallamiento en la que la falla ocurra. La representación del círculo de MOHR es construida con este propósito. Note que T, es justamente el radio del círculo dibujado a través de los puntos que representan los esfuerzos radial y tangencial efectivos.

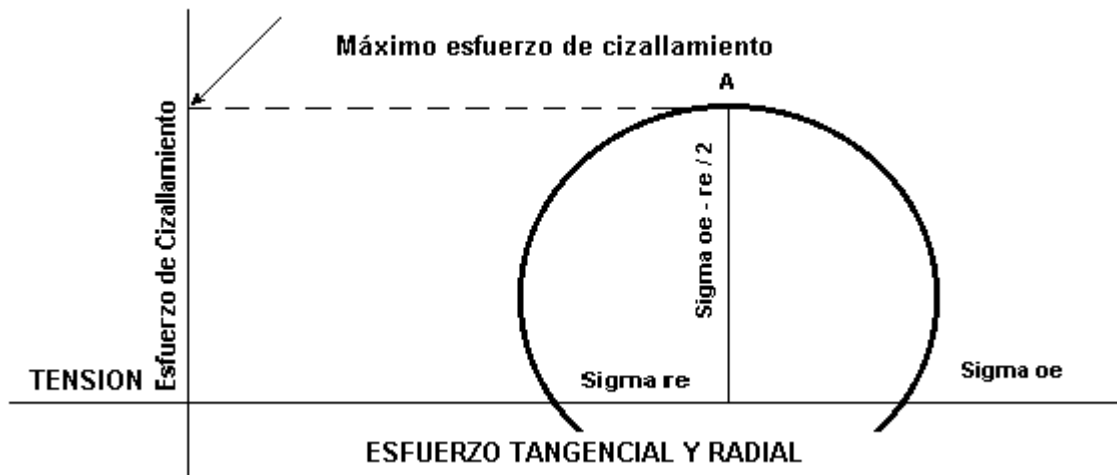


Figura I.7. REPRESENTACIÓN DEL CIRCULO DE MOHR PARA LOS PRINCIPALES ESFUERZOS EFECTIVOS EN EL POZO.

d. "STRESS" Análisis del esfuerzo en el pozo.

El siguiente registro representa los esfuerzos estimados y la presión de iniciación de fractura, a partir de las siguientes ecuaciones con sus respectivos mnemonicos.

I.12.
$$\sigma_{ze} / D = (\sigma_o - \alpha P_p) / D = \text{Gradiente de esfuerzo de sobrecarga efectivo} = \text{POG}$$

I.16.

$$\sigma_{oe} = -P_m + \alpha P_p + 2 \left(\frac{\mu}{1-\mu} - \mu \right) (\sigma_o - \alpha P_p) = \text{Esfuerzo tangencial efectivo} = \text{TSTR}$$

I.14.

$$\sigma_{re} = P_m - \alpha P_p = \text{Esfuerzo radial efectivo} = \text{RSTR}$$

I.17.

estatica.
$$\text{FIPS} = \alpha P_p + 2 \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) (\sigma_o - \alpha P_p) + T = \text{Presión de iniciación de fractura}$$

I.18.

$$T = (\sigma_{oe} - \sigma_{re}) / 2 = \text{Esfuerzo de cizallamiento efectivo} = \text{SSTR}$$

Los registros presentados incluyen:

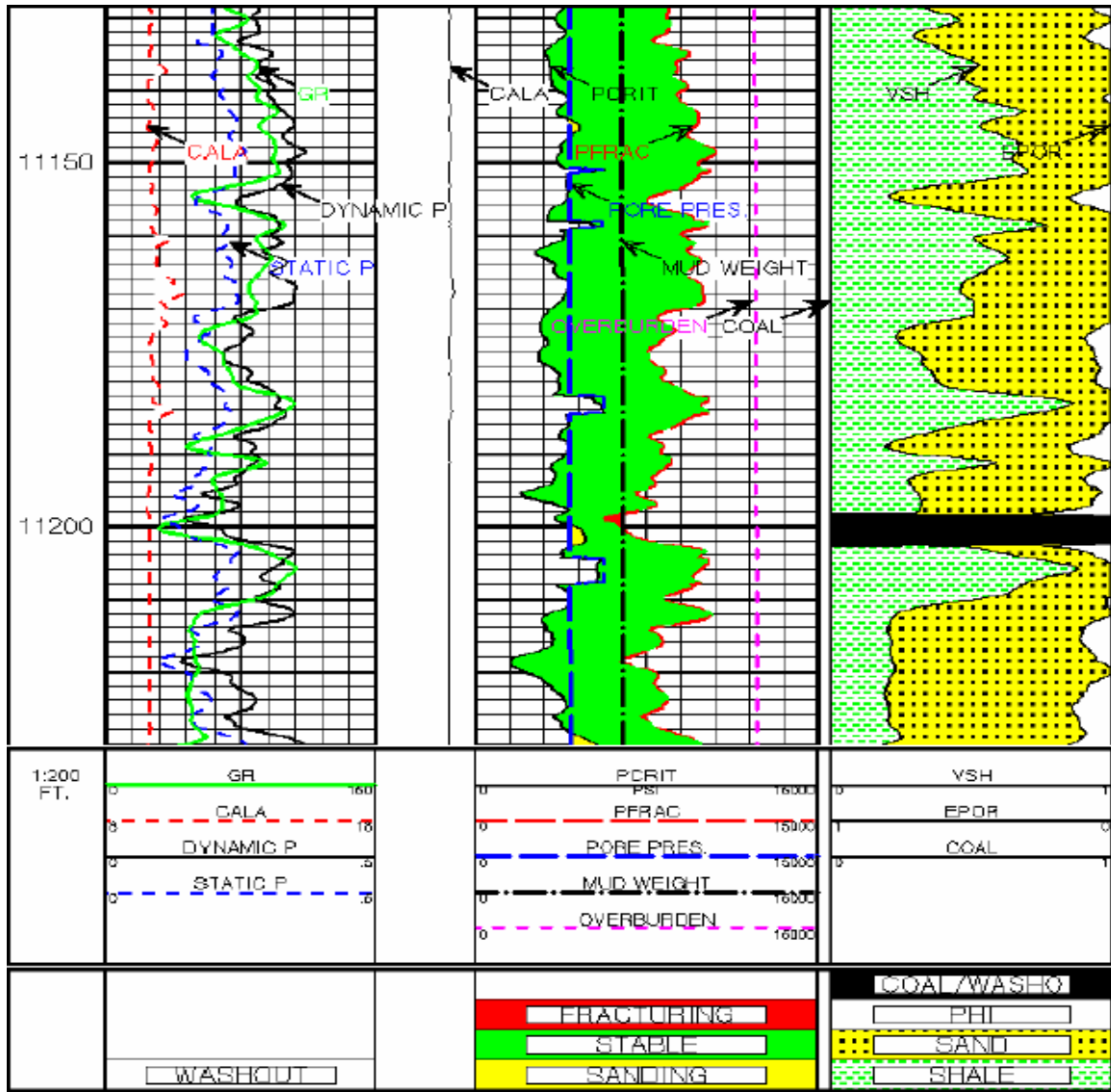
GAMMA

CALIPER

MP= Presión de lodo.

PPG= Gradiente de presión de poro.

$$A * ppg = \alpha * (PPG) = (1 - CR/CD) * PPG$$



Ejemplo 1.2. "STRESS" Analisis de esfuerzo en el pozo

e. Presión de cierre de fractura y análisis de crecimiento de fractura.

La ecuación 17 da la presión de iniciación de fractura. Esta es justamente la presión necesaria para iniciar una propagación de fractura en el pozo. La siguiente figura 8 muestra como se propaga una fractura . Nótese que la fractura se propaga lejos de la alta concentración compresiva en la pared del pozo, por ejemplo, el esfuerzo horizontal decrece lejos de la pared

del pozo. Ya que lejos de la pared del pozo se requiere menos esfuerzo para mantener la fractura.

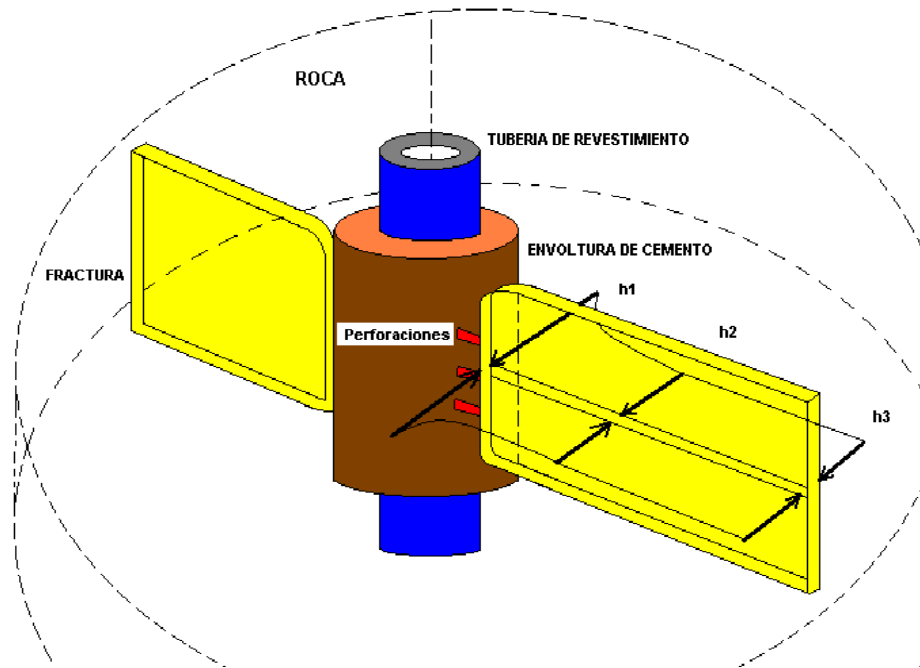


Figura I.8. Propagación De Fractura.

La presión necesaria para mantener abierta la fractura después de la iniciación (o justamente prevenir su cierre) en un material poroso, está dada por la ecuación:

I.19.

$$FCPS = \alpha P_p + \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) (\sigma_o - \alpha P_p) = \text{Presión de Cierre de Fractura Estática}$$

Esta ecuación es justamente la ecuación 16 con el término de presión de lodo omitido y el factor 2 disminuido, ya que estamos lejos de la pared del pozo. La ecuación 19 es llamada la presión de cierre de fractura estática. FCPS es justamente igual a el componente mínimo de esfuerzo horizontal. Este componente de esfuerzo actúa perpendicular a la fractura hidráulica. Como establecimos anteriormente, $\mu / 1 - \mu$ es un factor de acople que convierte el esfuerzo de sobrecarga vertical en esfuerzo horizontal. Debido a esto, las formaciones con relación de Poisson, diferente, μ , ejercerán diferentes esfuerzos horizontales. Consecuentemente, la presión de cierre de fractura será una función de la relación de Poisson. La siguiente figura 9 ilustra la variación de presión de cierre con la relación de Poisson.

Figura I.9. VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE CIERRE CON LA RELACIÓN DE POISSON.

f – Crecimiento De Fractura

Predecir la extensión de fractura vertical es muy importante para el éxito de la operación de fracturamiento hidráulico. Considerando la figura inferior:

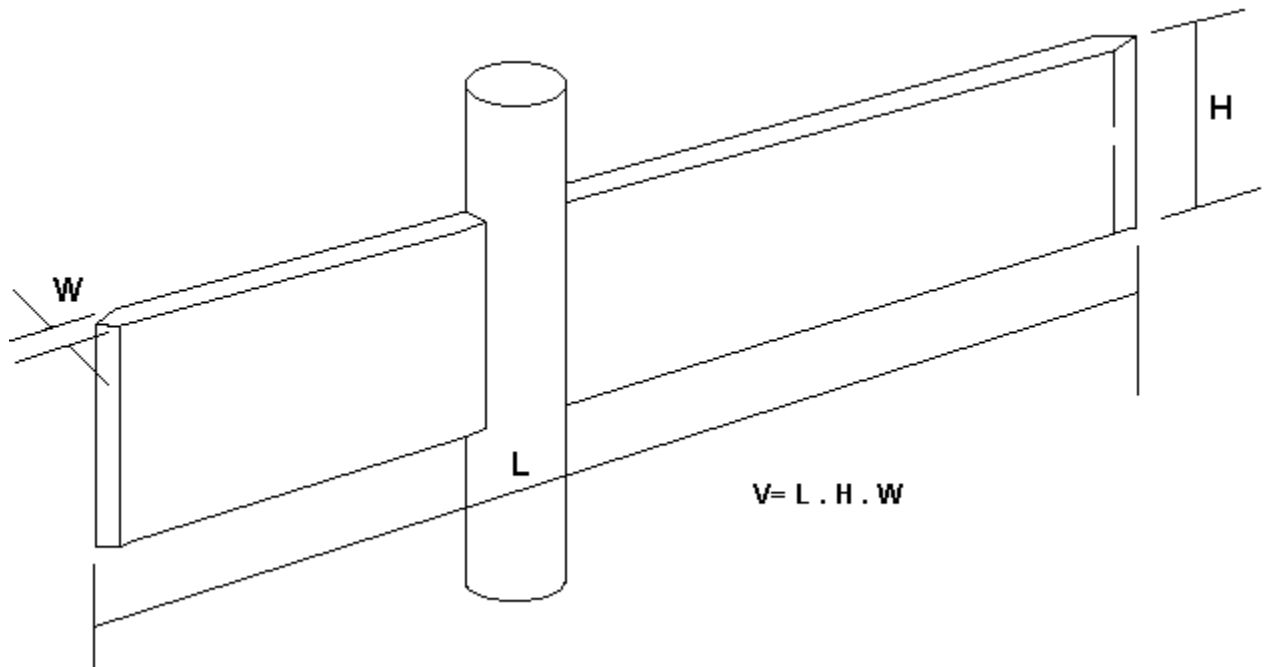


Figura I.10. PARAMETROS DE FRACTURA

A fin de maximizar la productividad de una formación, uno quisiera conseguir la fractura tan adentro de la formación como sea posible. Por tanto, L , es el parámetro importante. Una operación de fractura es diseñada para obtener una cierta extensión horizontal dentro de la formación. De la figura 10, el volumen es una función de la altura vertical, el ancho y la longitud. La altura vertical, H , es considerada usualmente la longitud de perforación o la zona de mayor ganancia de espesor. Esta altura generalmente es considerada constante durante el fracturamiento. El ancho es entendido usando el modulo de Young. A partir de estos parámetros, se hace una estimación para la cantidad de fluido requerido para producir una longitud de fractura deseada. Si la fractura crece verticalmente hasta doblar el valor estimado, esta solo alcanzará la mitad de la longitud deseada. La productividad sería entonces menor que la estimada. Una estimación precisa del crecimiento vertical de la fractura es por tanto muy importante. Varios factores controlan el crecimiento vertical de la fractura. Uno de los mas importantes es el esfuerzo que actúa perpendicular a la fractura. Para fracturas verticales este esfuerzo es horizontal. Un modelo que relaciona la extensión de la fractura a los esfuerzos horizontales es ilustrado en la siguiente figura 11: