



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DSI, HERRAMIENTA SÓNICA DIPOLAR

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
GEORGINA MORENO COLÍN

DIRECTOR DE TESIS:
M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO



MÉXICO, D.F.

2002

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central

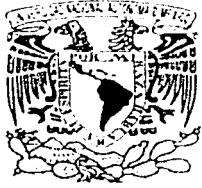


UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-188

SRITA. GEORGINA MORENO COLIN
Presente

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

DSI HERRAMIENTA SONICA DIPOLAR

- I ANTECEDENTES Y CONCEPTOS GENERALES
 - II RESEÑA HISTORICA DE LAS HERRAMIENTAS ACUSTICAS
 - III DEFINICION DE VARIABLES GEOMECAICAS
 - IV APLICACIONES
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

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 HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F. a 15 de febrero de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Herramienta Sónica Dipolar

Trabajo realizado por:

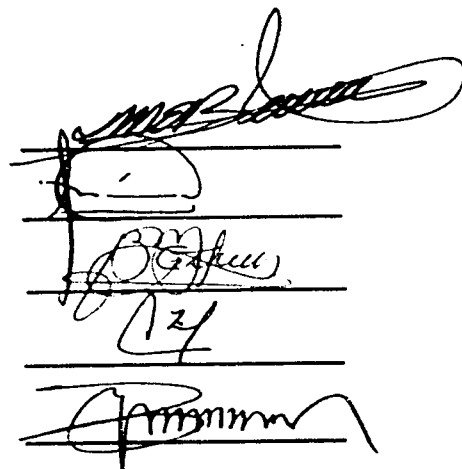
Georgina Moreno Colín

Director de Tesis:

M.I. Néstor Martínez Romero

Jurado:

Presidente:	M.I. Mario Becerra Zepeda
Vocal:	M.I. Néstor Martínez Romero
Secretario:	Ing. Bernardo Martell Andrade
1er. Suplente:	Ing. Carlos Javier Lira Sil
2do. Suplente:	Ing. Manuel Villamar Viguera



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

OBJETIVO RESUMEN

CAPÍTULO I

PAGINA:

ANTECEDENTES Y CONCEPTOS GENERALES

- Definición. ¿Qué es el sonido? 1
- Generación, detección y análisis del sonido.
 - Medición de la velocidad acústica. 2
 - Medición de la amplitud acústica. 3
- Propagación de ondas acústicas 4
- Dirección de propagación de ondas acústicas 7
- Formaciones rápidas y lentas 8
- Transductores monopolares, dipolares y receptores. 9
- Propagación de ondas acústicas en la interfase pozo-roca. 13
- Tecnología de la medición 14
- Frecuencia dependiente de la excitación. 14

CAPÍTULO II

RESEÑA HISTÓRICA DE LAS HERRAMIENTAS ACÚSTICAS.

- Registro acústico compensado de pozo (BHC) 15
- Arreglo derivado de compensación por profundidad (DDBHC) 16
- Herramienta sónica digital o arreglo sónico (SDT- DSLT) 18
- Detección del primer movimiento (FMD) 20
- Herramienta de adquisición sónica digital (DSL) 22
- Herramienta sónica de cizallamiento dipolar (DSI) 23
- Tecnología dipolar 24
- Modos de adquisición acústica 25
- Dipolo, componentes físicos 26
- Corrección por dispersión (Bias Correction) 29
- Coherencia en Tiempo de Tránsito (Slowness Time Coherence) 31

CAPÍTULO III

DEFINICIÓN DE VARIABLES GEOMECÁNICAS.

- Constantes elásticas 35
- Módulo de Young 36
- Relación de Poisson
- Módulo de cizallamiento 37
- Módulo elástico de la roca o "Bulk Modulus" 38
- Mecanismos y criterios de fallamiento en la roca 39
- Relación entre la propagación de ondas acústicas y la mecánica de rocas. 40
- Descripción de las principales variables en un modelo geostático.
 - Esfuerzo de sobrecarga y esfuerzo horizontal. 41
 - Presión Poral

CAPITULO IV

APLICACIONES

➤ Convencionales	42
Determinación de la porosidad	44
Identificación de litología.	51
Detección de zonas sobre presionadas.	52
➤ No Convencionales.	
Propiedades mecánicas.	53
Análisis de estabilidad de pozo.	56
Análisis de arenamiento.	68
Determinación del crecimiento vertical de las fracturas.	70
Anisotropía.	73
Estimación de permeabilidad.	82
Detección de fracturas naturales.	87
Análisis petrofísico.	91
Perfiles sísmicos y detección de hidrocarburos a partir de trazas sísmicas.	97

CAPITULO V

CONCLUSIONES	102
NOMENCLATURA.	103
BIBLIOGRAFIA	104

INTRODUCCIÓN.

El Sector de la Industria Petrolera continua adaptándose a las innovaciones para lograr un máximo en el aprovechamiento de recursos encaminados a la eficiencia y rentabilidad. Tanto en áreas emergentes de alto costo operativo o en los campos maduros donde la marginalidad económica de los proyectos limita muchas veces a la optimización de procesos operativos es fundamental la aplicación de tecnología de vanguardia y la innovación como puntos clave.

La solución a necesidades específicas constituye una prioridad y es por ello que constantemente se diseñan equipos y herramientas que permiten cumplir con los estándares y requerimientos, ofreciendo una mayor funcionabilidad, rentabilidad y seguridad. Dichas innovaciones mejoran día a día las operaciones de los campos petroleros, desde su descubrimiento hasta el abandono de los mismos. Combinando toda esta tecnología se puede calibrar toda la información conocida y generada, como parámetros de tipo geológico y geofísico o características petrofísicas que permitan alimentar todos los modelos de simulación, generando así diversos análisis que impliquen la predicción del comportamiento del yacimiento, así como la optimización de los riesgos y recursos de tipo económico en la mayoría de los casos. La toma directa e indirecta de información del subsuelo requiere la tecnología precisa y la adquisición de datos mediante los registros geofísicos del subsuelo no es la excepción.

Basado en la **Tecnología de Propagación de Datos Acústicos**, el Registro Sónico de Cizallamiento Dipolar (DSI) representa un gran avance para la definición de las propiedades intrínsecas de la roca. Dichas sartas representan a la fecha una gran aportación significativa en el análisis de las propiedades de la formación los cuales muestran una diversidad de parámetros asociados que pueden ser evaluados para estimar volúmenes de roca y de fluidos y poder cuantificar así el potencial del Yacimiento.

Las primeras mediciones acústicas fueron hechas en 1951. Dicha medición acústica fue para determinar la velocidad acústica de la roca, la cual fue requerida para convertir los tiempos medidos durante la exploración sísmica. Después se desarrollaron algoritmos que determinaban el valor de la porosidad en función de la velocidad de propagación acústica convertida a tiempo, esto con el fin de realizar una adecuada evaluación de la formación y poder así identificar y cuantificar la presencia de hidrocarburos a partir de formas de onda acústicas. Se observó además que en estudios con base en las magnitudes de velocidad de propagación de formas de onda relacionaba propiedades de los materiales y que podían ser evaluados mediante el estudio del comportamiento acústico de los mismos.

Hoy por hoy, nuevas tecnologías, como el **DSI** combinan las mejores técnicas disponibles para la obtención de frentes de onda acústicos de alta calidad y la obtención de una infinidad de parámetros que anteriormente eran imposibles de obtener.

El contenido de la tesis se ha dividido en tres partes donde primeramente el capítulo I se refiere a una serie de generalidades y conceptos básicos del principio físico de medición. El segundo capítulo contiene una breve reseña histórica de las herramientas acústicas, así como la introducción del DSI destacando los diferentes modos de adquisición de la herramienta y el proceso de control de calidad para las diferentes componentes acústicas. El tercer capítulo se refiere a los conceptos y definiciones de algunos parámetros necesarios en aplicaciones geomecánicas. El cuarto capítulo se enfoca a las diversas aplicaciones que emplean en conjunto con otros registros información de tipo acústica. Dichas aplicaciones se han dividido en convencionales y no convencionales. El último capítulo contiene las conclusiones y fuentes de referencia junto con las correspondientes fuentes de información y un pequeño glosario con la terminología empleada en el trabajo.

OBJETIVO:

El presente trabajo trata de mostrar la diversidad de aplicaciones disponibles evaluando frentes de onda acústicos generados con herramientas acústicas. Particularmente **La Herramienta Sónica de Cizallamiento Dipolar**, la cual forma parte de una tecnología que ofrece los últimos avances en mediciones enfocadas a la adquisición de datos acústicos para cualquier condición del pozo y de formación. Las aplicaciones aquí presentadas, muestran el análisis en la medición acústica para la evaluación de las propiedades intrínsecas de la roca en forma cualitativa. Dicha información puede ser soportada y calibrada mediante otras mediciones directas que nos permitan disponer entonces de la información en forma cuantitativa.

La Herramienta Sónica de Cizallamiento Dipolar es una tecnología que proporciona la posibilidad de obtener un alto volumen de datos mediante la utilización de diversos modos de adquisición que se seleccionan en función de las necesidades específicas. El tren de ondas generado permite obtener los parámetros petrofísicos necesarios para la alimentación de simuladores enfocados a predecir la vida útil del yacimiento. En síntesis, el presente trabajo muestra la forma de adquisición de datos de forma breve, así como algunas generalidades para las técnicas de interpretación y evaluación de las aplicaciones derivadas, lo cual coadyuva a una mejor caracterización del yacimiento, una mejor optimación en operaciones de campo y un valor económico agregado.

RESUMEN.

Uno de los grandes cambios en el desarrollo y la optimización en trabajos de simulación de yacimientos es la adecuada caracterización de las propiedades y características de la roca, así como las mejores localizaciones de zonas a perforar. Mediante trabajos de sísmica de exploración y de pozo, se puede tener la posibilidad de identificar adecuadamente las estructuras almacenadoras de hidrocarburos de tal forma que decrecen los costos provocados por errores en la planeación y en la operación y a su vez aumenta la probabilidad del factor de recuperación de hidrocarburos. Hoy en día el esfuerzo de la Industria Petrolera es desarrollar la tecnología capaz de ayudar en dichas maniobras y optimar los riesgos operativos aumentando la rentabilidad y disminución en los costos. La solución a éstos problemas requiere de la integración de una infinidad de datos. Con un frente de ondas acústico se tiene la posibilidad de obtener una diversidad de datos útiles y disponibles para la alimentación de nuestros simuladores.

Durante la última década importantes avances se han desarrollado en los registros acústicos. Empleando fuentes dipolares que pueden excitar a la **onda flexural** cuyas características equivalentes a la onda de cizalla en la roca son capaces de medir todo tipo de propiedades bajo condiciones extremas de operación y en litologías altamente complejas. Pero ¿Porqué de la importancia en la medición de la onda de cizallamiento?, Resulta que la onda de cizallamiento es muy sensible a la variación de las propiedades intrínsecas en la roca, dicho en otras palabras, la polarización o separación de las componentes de la onda de cizallamiento detectan las variaciones anisotrópicas en las formaciones, así como las direcciones predominantes de los esfuerzos y la densidad de eventos asociados con porosidad secundaria debida a fracturas naturales. Esto es información de vital importancia para maniobras que requieren optimizar la producción o para maniobras operativas como la perforación y determinación de puntos de asentamiento de tuberías de revestimiento, esto como resultado de la estimación de gradientes de presión poral y selección del tipo de lodo de perforación para cada etapa.

Los registros de tipo acústico se ha transformado en algo rutinario y su adquisición se realiza de forma convencional. Las propiedades mecánicas de la roca medidas en función de los diferentes frentes acústicos pueden ayudar a predecir el grado de deformación y problemas potenciales de arenamiento. En pozos verticales y horizontales esta información permite la mejor selección de intervalos a disparar maximizando la producción. La magnitud de los esfuerzos derivada de la adquisición sónica permite maximizar las caídas de presión en formaciones de tipo clástico y conocer el crecimiento vertical de las fracturas generadas en operaciones de estimulación mediante fracturamiento hidráulico.

Las bases teóricas del presente trabajo se sustentan en una serie de publicaciones realizadas por la SPE (Society of Petroleum Engineers), documentos publicados por la SPWLA (Society of Petroleum Well Log Analyst) y publicaciones de uso interno de la Compañía Schlumberger. El complemento práctico se basa en las experiencias vistas en la operación y manejo de trabajos reales de campo. Dichos trabajos forman parte de la actividad laboral que he desempeñado en el área de Interpretación de Datos con la compañía **Schlumberger Oilfield Services** y que me ha brindado la oportunidad de conocer más el uso de tecnología de punta para adquisición de datos siendo la tecnología acústica una de las de mayor relevancia.

I ANTECEDENTES Y CONCEPTOS GENERALES.

El sonido.

Existen diversas definiciones que tratan de describir dicho fenómeno físico. Básicamente es el conjunto de ondas o componentes acústicas cuyo comportamiento y propagación dependen de las características del medio por el cual se propagan.

Para poder comprender el principio físico de medición de una onda acústica se requiere considerar en conjunto tres parámetros importantes:

- ¿Qué generó el sonido?
- ¿Qué detectó el sonido?
- Así como el análisis de dichas componentes acústicas.

Generación y Detección del sonido.

En el campo de estudio de la acústica el sonido puede ser generado y detectado por dispositivos especiales en herramientas sónicas. Una herramienta típica de adquisición sónica posee un arreglo de transmisores y receptores con cierta disposición o configuración. Dicha herramienta es posicionada dentro del pozo y su tarea consiste en generar y extraer la información del subsuelo provocando la generación de diferentes componentes de sonido en el pozo y la roca. Para esto se requiere analizar el comportamiento de propagación de éstas componentes acústicas en su interacción con el pozo y la formación.

Las herramientas sónicas poseen dispositivos llamados **transmisores** que no son sino una serie de **transductores** cuya función es generar energía de tipo acústica. Un transductor es un dispositivo el cual convierte la energía de una forma a otra, es decir, que puede convertir la energía eléctrica en energía mecánica, o viceversa; una bocina convierte la energía eléctrica en energía mecánica, y un micrófono convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Estos transductores o transmisores generan el sonido el cual será detectado por un dispositivo llamado **receptor**.

Análisis del sonido.

Para poder analizar el sonido, puede hacerse en función de lo siguiente:

- Midiendo la Velocidad de las distintas componentes del tren de onda, o
- Midiendo la Amplitud de las componentes de la misma.

Medición de la velocidad:

Es la medición de la longitud a la cual viaja cada frente de onda a cierta distancia (a lo largo del pozo en este caso) con respecto al tiempo, teniendo diversas aplicaciones.

Medición de la amplitud:

Esta definida como la diferencia que existe entre el máximo desplazamiento de una onda acústica y el punto de no-desplazamiento o punto nulo, dicha diferencia está representada como la apertura máxima medida a partir del promedio del punto máximo y el mínimo de una onda acústica. Dicha amplitud tiene relación directa con la cantidad de energía emitida por una fuente y esta decae exponencialmente con la distancia de la fuente emisora hacia la dirección por la cual se propaga en forma de onda senoidal. Las mediciones en función de la amplitud de onda acústica son empleadas principalmente en el campo de la sísmica o en la evaluación de la calidad en la cementación de tuberías de revestimiento.

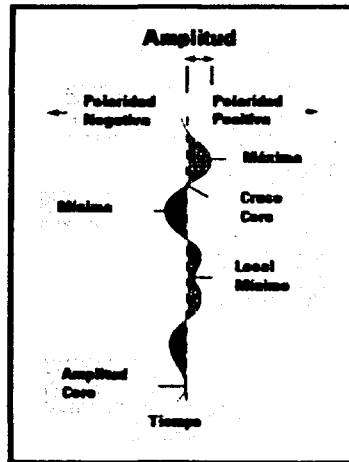


Fig. 1.1 Representación de la amplitud de una onda y sus componentes

Propagación de ondas acústicas.

Analizando el fenómeno de cerca, la propagación del sonido es realmente una sucesión de eventos a tensión-compresión de las moléculas de un fluido o en el caso de las partículas de un material o en un arreglo de granos que es el caso de una roca. El movimiento o propagación de las ondas acústicas a través de un medio se conoce como "**Frente de Ondas**". Los frentes de ondas son clasificados de acuerdo al movimiento que presentan y a la relación que guardan con respecto al movimiento de las partículas de algún material.

Existen 2 tipos principales de frentes de ondas generadas mediante una fuente de tipo mecánico (pues existen otro tipo de fuentes generadoras alternas que es el caso de fuentes electromagnéticas):

- Ondas **Compresionales**
- Ondas de **Cizallamiento o de Corte**

Cuando el movimiento de propagación ocurre en la misma dirección de propagación de las partículas del material éste fenómeno se le denomina longitudinal u **ONDA COMPRESIONAL**, también conocida como onda de presión u "**ONDA P**".



Fig 1 2 Muestra el comportamiento en la propagación de las ondas
Nótese la dirección de propagación de las ondas con relación al movimiento de las partículas
Figura tomada y modificada del PEPTEC-Online-Wireline-Acoustics-Sonic-DSST¹

¹ Todas las figuras incluidas en el presente trabajo forman parte del material exclusivo y de uso interno en Schlumberger, el cual no está disponible en la red. El uso, modificación y exhibición del material ha sido autorizado por Schlumberger.

LAS ONDAS DE CIZALLAMIENTO, también conocidas como **"ONDAS S"** u ondas secundarias son el resultado de la propagación de las ondas P. Este frente de ondas se mueve en dirección perpendicular al desplazamiento de las partículas del material. Dichas ondas pueden existir en un medio el cual posea propiedades elásticas definidas como es el caso de los sólidos o los fluidos altamente viscosos. El agua es un medio no elástico, por lo que no existe propagación de la onda de cizallamiento en fluidos. La componente de cizallamiento es más lenta que la componente compresional, muchas veces llegando a ser poco menos de la mitad de la rapidez con que viaja la onda P.

Dirección de Propagación de Ondas.

Las ondas compresionales y de cizallamiento son colectivamente denominadas **"bulk waves"**, esto es que los frentes de onda compresional y de cizallamiento en el campo de la sísmica son identificadas como **"ondas de cuerpo o body waves"**, ya que éstas solo se generan en el cuerpo o material sólido. Estos frentes de onda se mueven dentro del pozo y la roca hasta chocar con un cambio superficial como lo es el caso de la interface entre la formación y el pozo o la presencia de alguna fractura, generando una serie de modos u ondas acústicas que se reflejan y se refractan dentro del nuevo medio o ambos y que en su momento también se analizarán de forma breve. La razón por la cual existe una propagación de ondas, toma lugar a que en la mayoría de los casos existe una propiedad en los materiales llamada **"elasticidad"**.

En un modelo mecánico en el cual la masa de un cuerpo posee cierta inercia y que sigue cierta trayectoria, si dicha masa se encuentra en equilibrio (estática), ésta será igual al espacio que ocupa, pero cuando éste sistema es alterado, la masa del cuerpo se mueve. El efecto total es una onda en movimiento a través de un sistema. La masa actual ejecuta un movimiento senoidal cerca del punto donde logra detenerse. Este simple modelo cumple esto solo en determinados medios de propagación y a escala molecular. Si un objeto es desplazado y deformado por una fuerza, cada punto en el material regresa a su estado original una vez que la fuerza que lo originó fué removida. Relacionando esto con lo anterior la elasticidad es una propiedad denominada **linealidad** la cual especifica que a cierta cantidad de desplazamiento y deformación la linealidad es proporcional a la fuerza aplicada a dicho material.

Constantes adicionales comúnmente asumidas para un material ideal son la homogeneidad y la isotropía. Que tan rápido se mueve una onda a través de un material, dependerá no solo de las características físicas de la masa, sino de las constantes elásticas y de la densidad de los materiales.

El principio de **reflección y refracción** de un frente de ondas en una interface es descrito por "**La Ley de Snell**" el cual dice que el ángulo del rayo refractado es equivalente al ángulo de incidencia y al ángulo del rayo reflejado, en otras palabras: La velocidad en los dos medios estará dado por la relación de los ángulos generados por ambas componentes, esto es:

$$\frac{\text{Sen}\theta_2}{\text{Sen}\theta_1} = \frac{C_2}{C_1} \quad (1.1)$$

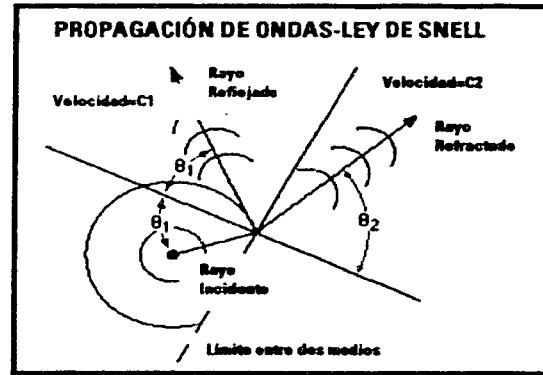


Fig. 1.3 Ejemplifica la Ley de Snell que representa a la onda incidente para la generación de dos componentes: Una componente reflejada hacia el pozo y otra componente refractada hacia la formación

Dicha relación dependerá del ángulo al cual el frente de ondas choca con la interface provocándose un contraste de velocidad conocido como "**índice de refracción**" entre los dos medios. La cantidad de energía que es reflejada fuera o refractada dentro del medio es dependiente de las velocidades relativas y las densidades del material en los dos medios como anteriormente se mencionó. El producto de la velocidad acústica y de la densidad del material es conocido como "**impedancia acústica**".

Llevando ésto a terminos pozo-formación, cuando se genera un pulso de presión acústico dentro del pozo, éste viaja a través del fluido hasta chocar con la pared del pozo. Frentes de ondas compresionales y de cizallamiento (body waves u ondas de cuerpo) se generarán en la formación. La porción cercana al pozo crea ciertos disturbios de presión en el fluido del pozo, dichos disturbios u ondas de fluido son denominadas **head waves o frentes de onda de fluido**, las cuales únicamente se generarán cuando la velocidad de la body wave u onda de cuerpo sea mayor que la velocidad del sonido en el fluido del pozo. Una body wave compresional en la formación siempre será más rápida que una head wave compresional, pero en el caso de una bodywave de cizallamiento no es así. En formaciones lentas o de baja consolidación la velocidad de la onda de cizallamiento casi siempre es menor que la velocidad del sonido en el fluido limitando así la generación de una head wave de cizallamiento y en consecuencia la medición de la misma.

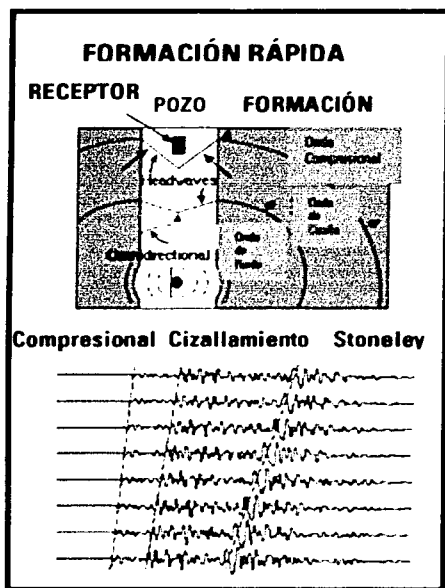


Fig 1.4 Ejemplifica la generación de ondas de cuerpo y ondas reflejadas (headwaves) compresionales y de cizallamiento en una formación rápida.

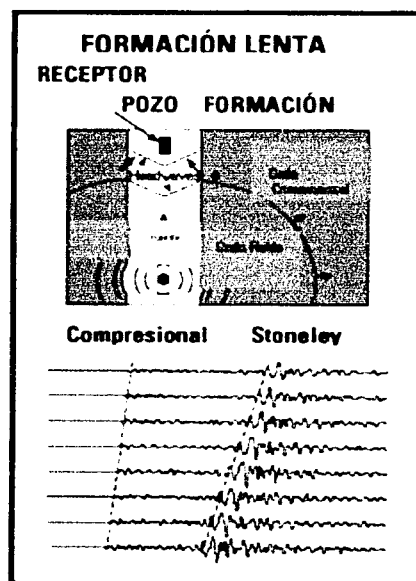
Para el caso de una formación inconsolidada o "lenta", se puede observar la generación de una body wave compresional y su correspondiente head wave, pero en el caso de la onda de cizallamiento, al generarse el pulso de presión acústico, no se tiene generación alguna de ningún tipo de arribo de cizallamiento, esto por lo que anteriormente se mencionó: Al ser la velocidad del sonido más rápida en el fluido que la body wave de cizalla en la formación, no se refracta ni se refleja ningún tipo de arribo por cizalla y por lo tanto al no ser generadas, no pueden ser detectadas por los receptores de la herramienta.

Fig. 1.5 En una formación lenta se observa la generación de una onda compresional y su correspondiente onda reflejada sin la generación de una onda de cizallamiento debido a las características de la roca.

La figura 1.4 muestra el comportamiento de una onda de cuerpo y una onda de fluido o reflejada en una formación consolidada o "rápida".

Como se puede observar al pulso de presión generado por la herramienta, se genera una body wave compresional y de cizallamiento así como una onda reflejada de fluido compresional y de cizallamiento respectivamente.

Se puede observar también en la parte inferior de la misma el tren de ondas de los ocho receptores, de la herramienta cuya distribución respectivamente corresponde a la onda compresional, la onda de cizallamiento y la onda stoneley la cual se describirá posteriormente.



Anteriormente con tecnología acústica convencional se tenía la posibilidad obtener los arribos compresionales y de cizallamiento en formaciones moderadamente consolidadas pero en el caso especial donde la formación es lenta e inconsolidada, es necesario implementar la tecnología capaz de generar y medir esos arribos bajo esas condiciones tan especiales.

Formaciones rápidas y lentas.

Como se ha visto, uno de los factores más importantes que definen el comportamiento de propagación de las ondas acústicas es el medio por el cual se propagan. En el caso de la roca que es un medio sólido, las características individuales en su composición y estructura mineralógica provocan en ella cierto grado de compactación y heterogeneidad en la disposición de los espacios intergranulares así como en su distribución poral.

Una **formación lenta, "blanda" o inconsolidada** es una columna de material cuya estructura carece de compactación. Generalmente son estructuras de origen siliciclástico o de matriz terrígena. El tamaño de los granos depositados depende de la velocidad del medio que los transporta (ambientes de alta energía), del tipo deltaico y por esta causa, sus partículas poseen espacios intergranulares muy grandes en comparación con las **formaciones duras o de alta compactación** que contrariamente no son transportadas como granos, sino que son depositados por decantación, precipitándose en solución, donde los espacios porales originales son frecuentemente alterados por disolución de la parte sólida, por lo que tienen espacios intergranulares muy pequeños debido a efectos de compactación y por el peso de sedimentos y granos suprayacentes o en su defecto por efectos diagenéticos de origen químico que generan un alto empacamiento intergranular, siendo del tipo calcáreo o carbonatado, provocando que éstas sean más duras y presentando velocidades de propagación altas siendo conocidas como formaciones rápidas.

Es importante considerar a las formaciones lentas ya que son estructuras o trampas con alto valor económico. La información de la onda de cizallamiento es requerida para predecir todos los criterios de falla en este tipo de rocas, así como el estado geomecánico de las mismas bajo condiciones operativas. En rocas sedimentarias basado en lo anteriormente descrito la velocidad del sonido depende de muchos parámetros asociados principalmente al material que conforma la matriz de la roca (SiO_3 , CaCO_3 , MgCO_3 ...) y de la distribución de la porosidad.

El siguiente cuadro muestra algunos valores comúnmente empleados de la velocidad de propagación dependiendo del tipo de roca, así como sus correspondientes valores en tiempo.

Matriz	V_{ma} (ft -seg)	Δt_{ma} (ms-ft)	Δt_{ma} (ms-ft) usado comúnmente
Areniscas	18.000 - 19.500	55.5 - 51.0	55.5 o 51
Roca Caliza	21.000 - 23.000	49	49
Roca Dolomía	23.000	44	44
Anhidritas	20.000	50	50
Halita o Sal	15.000	66.7	67
Tubería o Acero	17.500	57	57

Cuadro I.1 Valores de velocidades de propagación para una onda compresional y sus correspondientes tiempos de tránsito con una fuente sónica.

Anteriormente se mencionó que la generación y detección del sonido es realizada por herramientas que poseen dispositivos conocidos como transmisores y receptores. Dichos transmisores forman parte de una serie de transductores que pueden entrar en las siguientes categorías para transductores sónicos convencionales:

- Magneto
- Piezoeléctricos

Transductores Monopolares:

Los Transductores Magneto y Piezoeléctricos tienen la capacidad de variar su tamaño o diámetro, como resultado de aplicar cierta energía eléctrica. Dicho elemento está saturado con un fluido y compensado por presión, cuyo material es cerámico. Cuando se presenta una variación en el tamaño del material se genera un sonido. Estos transmisores son conocidos como **monopolo** y son omnidireccionales, esto es, que la energía que emiten es en todas direcciones partiendo de la fuente. Cuando otro dispositivo llamado receptor es golpeado con una fuerza externa, se generará un voltaje cuya magnitud es proporcional a la fuerza con que fué generada.

Transductores Dipolares:

Los Transductores **dipolo** son usados como transmisor en aplicaciones especiales tal es el caso de la generación de ondas de cizallamiento en formaciones suaves o la generación de **"La Onda flexural."** El incremento de presión a través del pozo excita directamente a la onda de cizallamiento en la formación generando así una onda de baja frecuencia con características y atributos similares a los de la onda de cizallamiento. Los transmisores dipolares generan una fuerza mecánica hacia el pozo, usando un pistón solenoidal que se activa con un movimiento lateral. Este tipo de transmisor también es conocido como direccional, porque la energía es emitida en direcciones bien definidas desde la fuente

Receptores.

Estos consisten en un arreglo de hidrófonos que son discos de cerámica. Cuando los hidrófonos están sujetos al efecto de una onda de presión generada por el transmisor y propagada a través del pozo y la roca, éstos generan una señal proporcional a dicha presión.

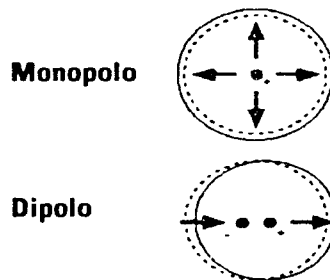


Fig. 1.6 Muestra las direcciones en las que viaja el pulso de presión generado por los transductores monopolares y dipolares.

Propagación de ondas acústicas en la interfase pozo-formación.

El siguiente gráfico es una representación simple de la configuración de un transmisor y un receptor. La propagación de la energía acústica es representada por vectores. En el arreglo simple de un transmisor y un receptor, el pulso acústico es generado por el transmisor, éste viaja a través del lodo (flecha a), propagado dentro de la roca (flecha b) y de nuevo es reflejado a través del lodo, donde será captada por el receptor (flecha c). El tiempo que tarda la energía acústica en viajar del transmisor al receptor se denomina: **"tiempo de tránsito o TT (Transit Time)"** En éste caso el tiempo de tránsito es la sumatoria de los vectores a, b y c.

CONFIGURACIÓN SIMPLE TRANSMISOR-RECEPTOR

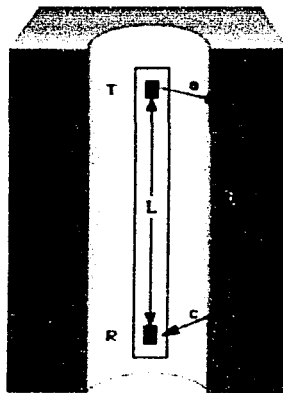


Fig. 1.7 Propagación de la energía acústica en una configuración simple transmisor-receptor.

La velocidad de propagación se define como la cantidad de tiempo en movimiento lineal, la cual es expresada en unidades de longitud.

$$V_{\text{TRÁNSITO}} = \frac{\text{DISTANCIA}}{\text{TIEMPO}} = \frac{L}{a + b + c} \quad (\text{Ec.1.2})$$

En los registros de tipo acústico, siempre se toman puntos o distancias como referencias. Esto con el fin de poder emplear el tiempo en función de una distancia o intervalo. A esto se le denomina Tiempo Delta, Δt o **"Slowness"** El Slowness conocido como vector de atenuación o lentitud es el recíproco de la velocidad de propagación de cualquier frente de ondas acústico.

Aunque las unidades convencionales del vector de lentitud y del tiempo de tránsito son las mismas, en concepto difieren por lo anteriormente descrito. Usualmente el vector de lentitud (slowness) y el tiempo de tránsito se manejan en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

$$\text{Slowness} = \Delta t = \frac{1}{V} = \frac{\text{tiempo}(\mu\text{s})}{\text{distancia}(\text{ft})} \quad (\text{Ec.I.3})$$

Es complejo analizar la respuesta que tiene un frente de ondas acústico en su interacción con cualquier material, siendo la interface entre el pozo y la formación el punto de mayor interés y análisis en el comportamiento acústico. Para poder comprender dicho comportamiento es necesario visualizar dicho fenómeno en una interface sólida (pared del pozo) – fluido (fluido de control), no tomando en consideración la geometría cilíndrica del pozo y la presencia de la herramienta dentro del mismo, así como el tipo de transductor que las genera tenemos:

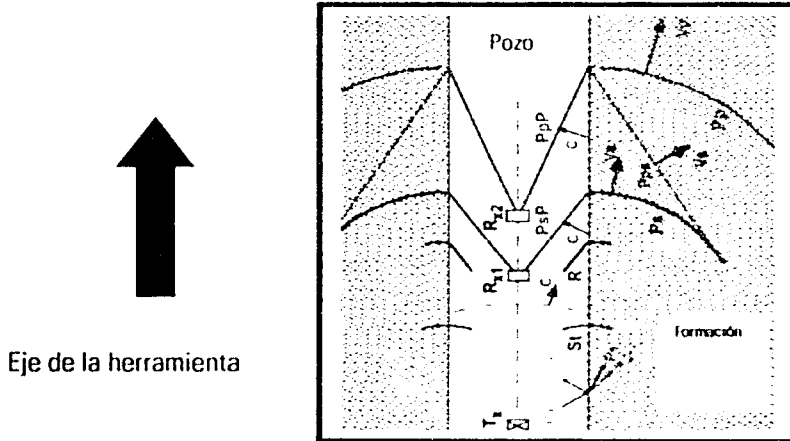


Fig 1.8 Muestra la propagación de las diferentes componentes acústicas presentes en una interface sólido – fluido.

La Nomenclatura de la figura anterior:

- Pp = Body Wave Compresional (Refractada en la formación)
- PpP = Head Wave Compresional (Reflejada en el pozo)
- Ps = Body Wave de Cizalla (Refractada en la formación)
- PsP = Head Wave de Cizalla (Reflejada en el pozo)
- R = Onda PseudoRayleigh (Onda superficial)
- Pps = Head Wave de Cizalla en la formación (Modo convertido a partir de Pp)
- Pm = Onda de Lodo
- St = Onda Stoneley
- C = Velocidad del Lodo
- Vp = Velocidad compresional de la formación
- Vs = Velocidad de cizalla de la formación

Analizando la figura anterior tenemos que:

Un transductor localizado en el lodo cerca de la interface con el pozo, genera un pulso de presión el cual se propaga como una onda compresional esférica en el lodo. Cuando la onda del lodo choca con la interface de la formación ésta provoca cierta energía dentro del cuerpo sólido de la formación en forma de body waves (asumiendo que la formación es elástica, homogénea y el medio es isotrópico):

La onda más rápida de las body waves es la **onda compresional** o longitudinal, paralela a la propagación del movimiento de las partículas u onda P, mencionada anteriormente. Otra body wave es la **onda de cizallamiento**, transversal o secundaria, la cual como ya se mencionó solo esta presente en los sólidos. En una interface pozo-formación las body wave compresionales provocan una perturbación la cual es más rápida que la velocidad del sonido en el lodo. Éste a su vez genera una perturbación o **head waves compresionales** en el fluido. Si la body wave de cizalla es mas rápida que el arribo del lodo, entonces habrá una **head wave de cizallamiento** asociada con ésta y la cual será detectada por el receptor.

Posterior a la head wave de cizalla, existe la **onda pseudo-rayleigh**, esta es una onda superficial en la cual la energía es concentrada cerca de la interface. El movimiento de las partículas es elíptico (una mezcla de movimiento longitudinal y transversal). Originalmente la teoría de Rayleigh fue hecha para interfaces sólidos-acuosas, mostrando que las propiedades de la onda son esencialmente función de las propiedades de los sólidos. La teoría fue extendida para el caso de la interface sólido fluido, la cual justifica la generación de la misma. Esta onda es ligeramente más lenta que la onda de cizallamiento y en algunas circunstancias se llegan a confundir.

Un arribo más es el correspondiente a la **onda compresional del lodo**. En la práctica es rara verla, ya que esta es de amplitud muy lenta. La **onda stoneley** es otra onda superficial cuyo movimiento de partículas es elíptico pero hasta ahora este fenómeno es fuertemente relacionado a las propiedades del fluido dentro del pozo. Las propiedades de la onda stoneley llegan a variar con la frecuencia, por lo que a bajas frecuencias cuando la longitud de la onda llega a ser mas grande que el diámetro del pozo, esta se denomina **onda de tubo**, esta es una onda muy común de generarse en trabajos de sísmica de exploración o de pozo.

Tecnología de la Medición.

En la mayoría de los casos la tecnología empleada para medir frentes de onda acústicos emplean diversas técnicas que miden la velocidad de propagación de las ondas en la formación dependiendo del volumen de roca analizado y la resolución deseada de la medición. Para esto se emplean fuentes cuya generación y transmisión trabajan a diferentes niveles de frecuencia. Esto incluye sísmica de superficie, sísmica de pozo, adquisición de datos acústicos convencionales y mediciones ultrasónicas de laboratorio. En la figura 1.9 se trata de de ejemplificar los rangos en frecuencia así como la correspondiente longitud de onda generada para cada campo de estudio en particular.

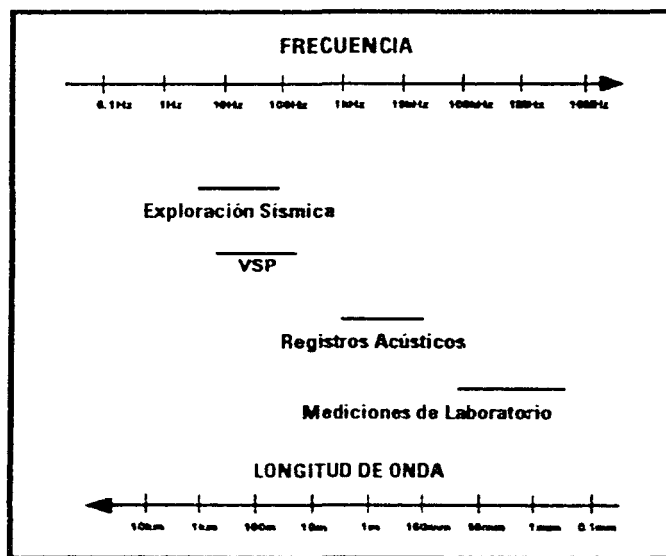


Fig. 1.9 Muestra los diferentes rangos de frecuencia empleados en los diferentes tipos de adquisición acústica.

Donde la longitud de onda esta dada por el producto de la velocidad de propagación acústica y el tiempo que tarda en ser adquirida.

$$\lambda = V\tau \quad \text{con la V en ft/s y } \tau \text{ en seg.} \quad (\text{Ec. I.4})$$

O en función de la frecuencia:

$$\lambda = \frac{1000}{\Delta t F} \quad \text{con } \Delta t \text{ en ms/ft y F en khz.} \quad (\text{Ec. I.5})$$

Frecuencia dependiente de la Excitación.

Para poder generar un frente de ondas acústico en modo monopolo se requiere trabajar con frecuencias cercanas a los 10 khz esto para la generación de una onda compresional o de cizallamiento. Para el caso de la onda stoneley se requiere de una frecuencia cercana a los 2 khz, ésto para el caso de una herramienta acústica convencional monopolar. Se tiene que las frecuencias de la onda P y S varían según las condiciones de la roca, esto debido a los esfuerzos a los cuales está sometida la formación, donde la frecuencia instantánea puede llegar a ser hasta 14 khz en formaciones duras y 7 khz, en formaciones blandas. El pulso acústico generado por el transmisor monopolo tiene un límite de espectro de frecuencia de 2 a 20 kHz.

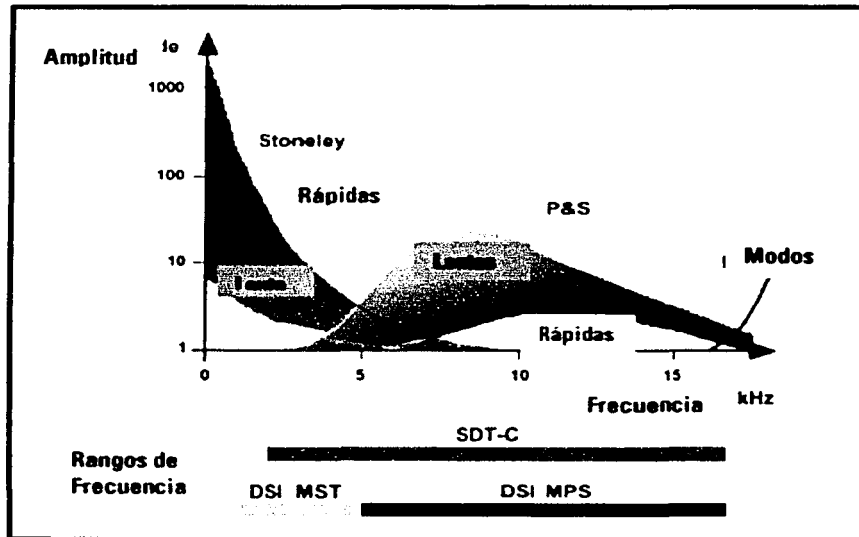


Fig. I 10. Variación de la amplitud y la frecuencia de las componentes acústicas en función del modo de adquisición y el tipo de transductor

II RESEÑA HISTORICA DE LAS HERRAMIENTAS ACÚSTICAS

La época de oro en prospección geofísica comenzó después de la primera guerra mundial durante el año de 1930. Durante esos años, estudios de gravimetría, prospección sísmica, eléctrica y magnética se desarrollaron considerablemente. Un obvio problema en interpretación de datos en trabajos pioneros de sísmica fue correlacionar el tiempo con respecto a la profundidad. Aunque la velocidad del sonido era un parámetro conocido en diversos tipos de rocas, era imposible conocer que tan exacta era la respuesta acústica con respecto a las propiedades intrínsecas del subsuelo. Las primeras mediciones de la velocidad acústica fueron provocadas por explosiones en superficie y midiendo los tiempos de arribo de las ondas en superficie, posteriormente en 1935 se incursionó con los primeros arreglos de sonda y cable como servicio comercial, para trabajos de sísmica, de los cuales ninguno tuvo éxito relevante pues éstas generaban mediciones acústicas pobres, con arreglos o componentes complejos. El primer arreglo para medir la velocidad de propagación acústica dentro del pozo fué un arreglo que contaba con 400 ft de espaciamiento entre transmisores y receptores y el cual tenía un panel de velocidad experimental, cuyo desarrollo incursionó por la necesidad de iniciar con estudios de sísmica de pozo. Pero no es sino hasta 1957 que surge la primera herramienta sónica, **El VLT (Velocity Logging Tool)**² o Herramienta de registro de velocidad acústica, la cual poseía un arreglo simple de un transductor y tres receptores además de tener la posibilidad de poder combinarse con alguna otra herramienta de adquisición. Dicho arreglo establecía una segunda generación de herramientas acústicas, sin embargo diversos problemas había que resolver antes de poder obtener exitosamente componentes acústicas de alta calidad, por lo cual el desarrollo y evolución de herramientas acústicas tan solo iniciaba.

2

² The Velocity Logging Tool fue el primer arreglo en cable la cual media la velocidad acústica en forma continua y cuya configuración permitió la combinación con un GR. Technical Review 1985, Schlumberger.

BHC (Borehole Compensating Tool)

El **BHC (Borehole Compensating Tool)** o Arreglo acústico compensado de pozo es una herramienta que constituye la primera generación como (oficial) de sondas acústicas y cuya configuración en la actualidad se emplea de forma convencional en trabajos de adquisición de datos acústicos. Este nuevo arreglo fué desarrollado en 1964 y una de las principales cualidades de este sistema fué el contrarrestar los efectos provocados por las condiciones físicas del pozo eliminando la mala respuesta de los registros provocados en la sonda, además de contar con nuevos componentes físicos para una mayor adaptación a condiciones extremas de operación. Dicha herramienta de ser una de las primeras herramientas innovadoras pasó a ser un modo de adquisición más en herramientas sónicas actuales.

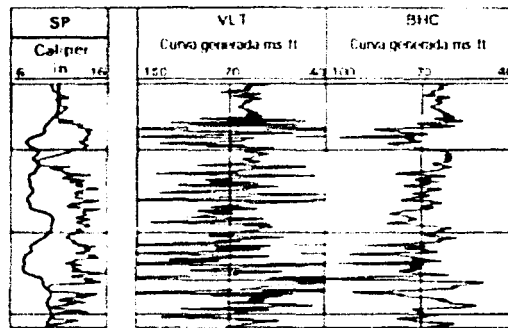


Fig. II.1 Muestra la comparación entre la curva obtenida por el VLT y un BHC. Se observa la calidad de los datos del VLT los cuales se ven afectados por las condiciones físicas del pozo, a diferencia de los datos del arreglo BHC, los cuales presentan una mejor resolución y calidad en la componente acústica

La figura II.2 muestra la configuración básica de una herramienta BHC. La independencia a los cambios del diámetro del pozo y zonas derrumbadas es conocida como compensación de pozo.

CONFIGURACIÓN BHC

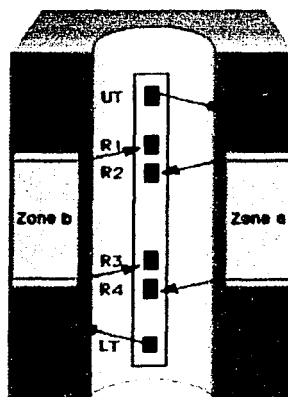


Fig. II.2 Arreglo BHC, el cual posee una configuración de dos transmisores y cuatro receptores centrales.

La configuración de la herramienta BHC básicamente lo que hace es medir el tiempo de tránsito a diferentes arreglos transmisor –receptor, repitiendo la medición en forma continua, de tal forma, que para un mismo intervalo se tiene su correspondiente medición en forma análoga. Una de las desventajas de la configuración BHC es que no es tan adecuada para todas las situaciones. En formaciones areno-arcillosas, intervalos con arcillas alteradas y formaciones inconsolidadas donde la formación a sido invadida radicalmente por el fluido de perforación, las mediciones acústicas realizadas con la herramienta BHC muchas veces no son del todo óptimas para la obtención del tiempo de tránsito de la formación.

Para poder eliminar dichos efectos provocados sobre las ondas acústicas, se propuso un segundo arreglo cuya configuración se empleaba a diferentes posiciones dentro del pozo, pudiendo corregir dicho efecto. Técnica denominada derivación por profundidad del arreglo BHC es una configuración que incrementaba la distancia entre el transmisor y el receptor con el fin de que la onda acústica se propagara lo más profundamente posible dentro de la formación antes de que el arribo acústico llegara al receptor. Incrementando la distancia con la configuración BHC no fue posible ya que el arreglo resultaba demasiado largo y pesado.

DDBHC (Depth Derivated Borehole Compensation)

El **DDBHC (Depth Derivated Borehole Compensation)** o arreglo compensado de pozo de profundidad derivada fué desarrollado para proporcionar un incremento significativo entre transmisores y receptores mejorando notablemente la profundidad de investigación y proporcionando una compensación en profundidad similar a la configuración BHC. En ésta configuración al aumentar el espaciamento entre transmisor y receptor se logra incrementar la profundidad de investigación sin necesidad de añadir mayor número de componentes físicos en la herramienta.

En la actualidad la configuración DDBHC se emplea como un modo de adquisición acústico independientemente del tipo de transmisor que se emplee. La configuración original de la herramienta DDBHC constaba de dos transmisores y dos receptores con una mayor separación entre los mismos. Como comparación, para la configuración BHC la distancia que existe desde el transmisor inferior hasta el receptor superior es de 3 a 5 ft, mientras que con el DDBHC la distancia es de 8 a 12 ft. El DDBHC fué la primer configuración conocida como **arreglo de transmisores**. En un arreglo de transmisores, el tiempo de tránsito es medido partiendo de cada transmisor hacia una posición común del receptor, siendo medido y grabado en un sistema de memoria. Esto crea una zona de investigación o área entre cada transmisor y el receptor.

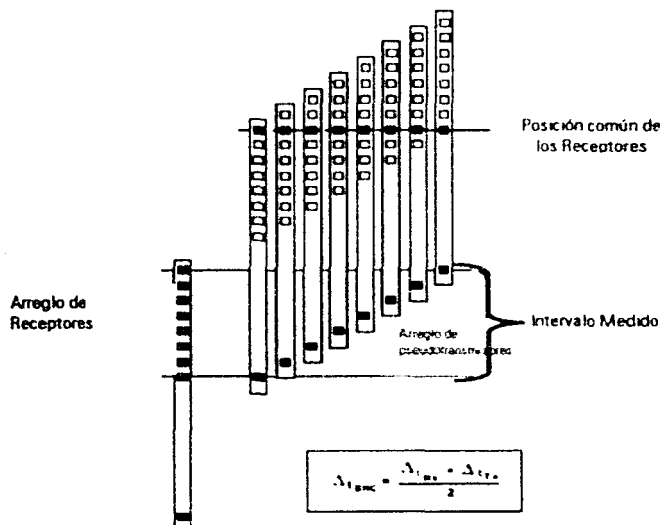


Fig. II.3 Configuración básica del modo DDBHC para una herramienta acústica actual.

A diferencia del arreglo de transmisores, el **arreglo de receptores** es un arreglo que mide a diversas posiciones los arribos acústicos recibidos por los receptores para una posición común del transmisor.

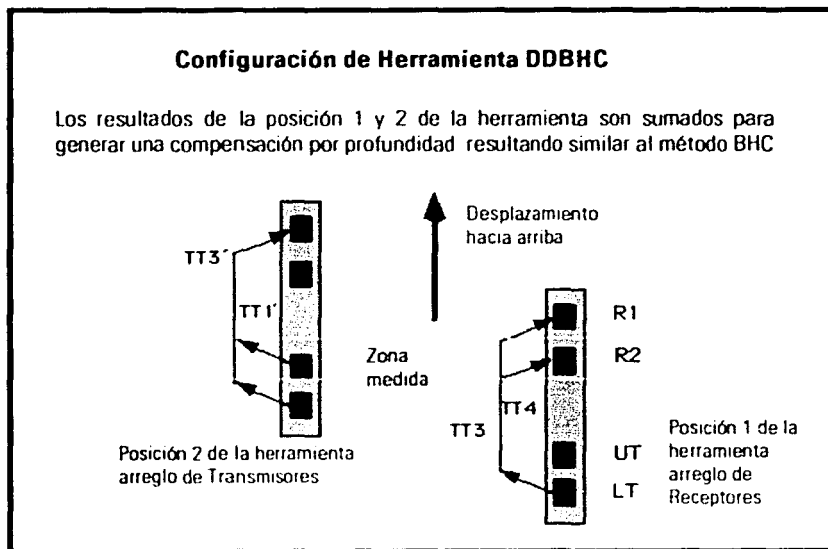


Fig. II.4 Configuración DDBHC. La Herramienta a dos posiciones, en la posición 1 se graban los tiempos de tránsito partiendo de un solo transmisor y dos receptores. La zona de investigación es el área entre los dos receptores. Para la posición 2 de la herramienta se graban los tiempos de tránsito partiendo de los dos transmisores hacia uno de los receptores. La zona de investigación es el área entre los dos transmisores.

$$TiempodeTránsito = \frac{(TT3 - TT4) + (TT3' - TT1')}{4} \quad (\text{Ec. II.1})$$

En la siguiente figura (Fig. II.5) se trata de comparar la profundidad de investigación de la configuración BHC y una DDBHC. Como se mencionó anteriormente el tiempo de tránsito medido por una herramienta BHC estandar equivale a una distancia aproximada de 3 a 5 pies que es la separación entre transmisores y receptores, dicha distancia proporciona una profundidad de investigación de $\frac{1}{2}$ pulgada, mientras que con la configuración del DDBHC hay un incremento de la profundidad la cual es función del incremento de la distancia entre transmisor y receptor. La herramienta DDBHC estandar puede mejorar hasta $\frac{3}{4}$ plg en profundidad de investigación.³

³ Acoustics PEPTC (Wireline)

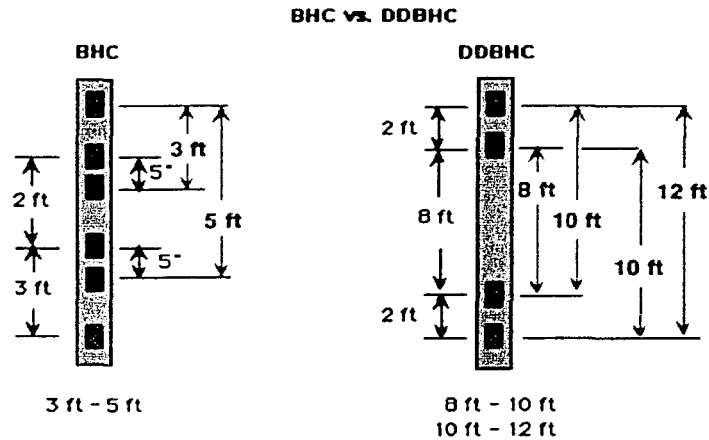


Fig. II.5 Comparación entre un arreglo BHC y un DDBHC con respecto a la resolución vertical y la profundidad de investigación.

SDT (Sonic Digital Tool)

Con el avance del grabado, digitalización, transmisión y procesamiento, se logró optimizar de manera notable la tecnología acústica. Con el **LSS (Long Spacing Sonde)** o Herramienta Sónica de Espaciamento Largo, cuya configuración transmisor-receptor era la misma que el arreglo DDBHC incurrió el grabado digital de las formas de onda. Posteriormente **El SDT (Sonic Digital Tool)** Herramienta Sónica Digital o conocido también como **Array Sonic Arreglo Sónico**⁴, es una herramienta compuesta por un arreglo de ocho receptores y dos transmisores.

El SDT posee una alta resolución en la medición de tiempos de tránsito en capas delgadas y una mejora notable en trabajos de correlación sísmica. Otra ventaja importante es la cantidad de información obtenida. Ocho diferentes trenes de onda se muestrean sobre un arreglo de 8 receptores con un estricto control de calidad. En formaciones con propiedades elásticas definidas la herramienta tiene la capacidad de generar y medir formas acústicas de todo tipo como es el caso de rocas consolidadas o compactas, pero en el caso de materiales cuyas propiedades elásticas no son tan evidentes, la herramienta SDT únicamente queda restringida a la generación y medición de ondas acústicas del tipo compresional y stoneley.

4

⁴ El Arreglo Sónico (SDT -A) reemplazaba a la tecnología anterior cuya configuración constaba de un arreglo LSS de ocho receptores pero también proporcionaba la medición en modo BHC y LSS. Technical Review, 1985, Schlumberger.

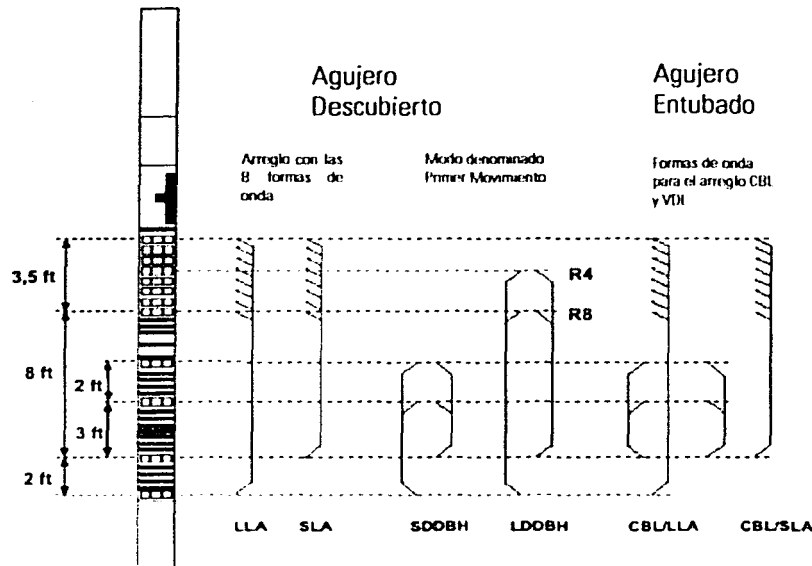


Fig. II.6 Configuración de la Herramienta Sónica Digital, Como se observa se tiene un panel de ocho receptores, así como una sección de transductores monopolares. Se observa también los modos en los cuales la herramienta puede digitalizar las formas de onda tanto en condiciones de agujero descubierto como revestido. De izquierda a derecha, herramienta en modo de espaciamento largo, modo de espaciamento corto, modo de profundidad derivada en espaciamento corto, modo convencional de profundidad derivada, modo de espaciamento largo para agujero revestido y de espaciamento corto

La sección de transmisores se encuentra separado por dos pies. Estos trabajan a un espectro de frecuencia entre 2 y 20 khz. Esta sección también contiene dos receptores a tres y cinco pies respectivamente por arriba del transmisor superior, el cual es empleado para mediciones CBL-VDL en agujero revestido. En agujero descubierto este proporciona una medición con la técnica "First Motion Detection" con una separación de 3 a 5 y de 5 a 7 pies. La sección de receptores contiene un arreglo de ocho receptores espaciados 6 plg. El receptor inferior se encuentra ocho pies por arriba del transmisor superior y 10 pies por arriba del transmisor inferior. El modo lineal de espaciamento largo (LLA) emplea el transmisor inferior y el primer receptor. Existe también el modo lineal de espaciamento corto (SLA) cuya configuración comprende el transmisor superior y el primer receptor proporcionando una medición con una separación de 8 pies. La herramienta sónica digital posee también un cartucho cuya función es digitalizar la señal proveniente del arreglo de receptores.

FMD (First Motion Detection)

Por mucho tiempo la velocidad acústica del primer arribo compresional de la forma de onda, se infirió con base a la velocidad del sonido a partir del primer movimiento del arribo en tiempo, técnica denominada First Motion Detection o detección del primer arribo, el cual consistía en generar el pulso acústico seguido de la medición hecha por el receptor. El primer arribo es definido como el tiempo al cual la curva obtenida en el receptor excede un nivel predefinido. El tiempo de tránsito es el tiempo el cual comprende desde que el transmisor genera el pulso hasta que es detectado el primer arribo.

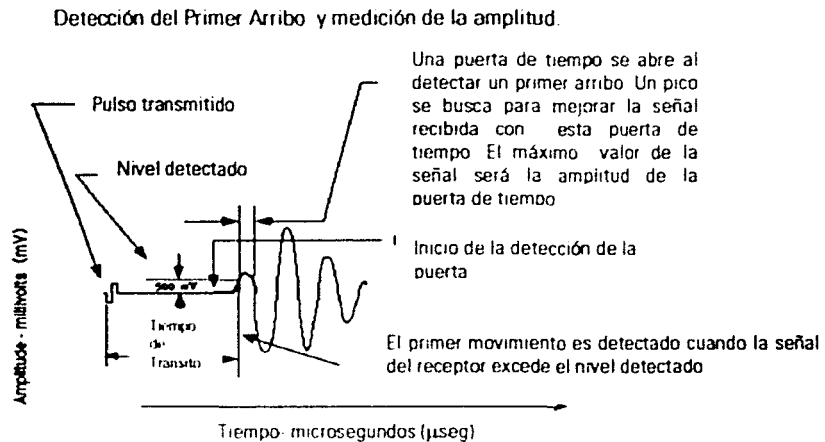


Fig. II.7 Muestra la técnica FMD para la detección del arribo compresional y determinación del tiempo de tránsito a un primer pulso generado por el transmisor y detectado en una ventana de tiempo predefinida.

La Figura II.8 muestra los 8 trenes de onda que contienen las 3 formas de onda: Compresional, Cizallamiento y Stoneley respectivamente generados por el SDT. El eje vertical es la distancia del transmisor al receptor y el eje horizontal es el tiempo. El tiempo de tránsito es inversamente proporcional a la pendiente de la línea. El proceso de adquisición y grabado de las formas de onda básicamente es el mismo que en los inicios de las herramientas. El objetivo primordial a partir de aquí es poder identificar las diferentes formas acústicas en un tren de ondas completo.

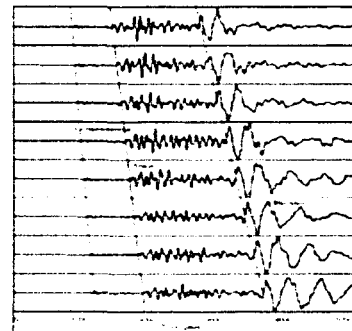


Fig. II.8 Tren de ondas completo, generado por el arreglo sónico o herramienta sónica digital.

DSLTL (Digital Sonic Logging Tool)

Posterior al Arreglo sónico, el **DSLTL** o Herramienta de Adquisición Sónica Digital es la tecnología actual en sondas acústicas convencionales y cuya operación es similar al SDT pero sin la funcionalidad en forma de arreglo acústico. Ésta herramienta puede operar bajo condiciones extremas cerca de los 500 grados Fahrenheit y 25 000 libras de presión, además de emplear un nuevo algoritmo para la digitalización de la señal denominado: Detección del primer arribo DFAD cuyo algoritmo elimina la necesidad de emplear módulos extras como los que se empleaban en configuraciones iniciales. El DFAD posee un control para la detección de la señal usando el algoritmo ya mencionado y transmitir la medición así como digitalizar la señal en superficie eliminando la señal ruidosa generada por el cable. El DFAD permite la detección en playback del tiempo de tránsito, así que los registros pueden ser generados en tiempo real. El cartucho de digitalización del DSLTL permite grabar parcialmente las formas de onda en caso de no requerir formas de onda completas. Esto ayuda a reducir el ancho de banda de la telemetría el cual puede ser necesario para combinar con largas sargas de herramientas. El sistema de grabado guarda la información que es importante a condiciones operativas complicadas.

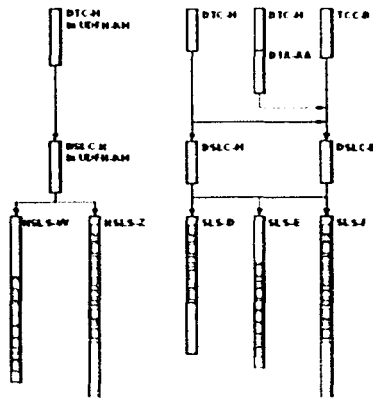


Fig. II.9 Arreglo actual de la herramienta sónica digital. Muestra las diferentes configuraciones empleadas en la adquisición de datos acústicos dependiendo de las características del pozo y condiciones operativas

Para poder generar y medir una onda de cizallamiento bajo condiciones especiales como es el caso de rocas con propiedades acústicas indefinidas utilizando herramientas acústicas convencionales como es el caso de la herramienta BHC o el SDT no se tiene la posibilidad. Como se vio anteriormente mediante dispositivos especiales llamados "Dipolos" se tiene la generación de una onda acústica especial denominada "**Onda Flexural**" cuya velocidad de propagación es análoga a la velocidad de propagación de la onda de cizallamiento en la roca.

DSI (Dipolar Shear Sonic Tool)

El DSI (Dipolar Sonic Imager) o herramienta sónica de cizallamiento dipolar es una herramienta que combina lo último en tecnología acústica y sus antecesoras las herramientas monopolares. La herramienta DSI ha permitido la medición de todo tipo de ondas acústicas en cualquier tipo de formación y ha estimulado al desarrollo de nuevas aplicaciones las cuales requieren trenes de ondas acústicos completos y de alta calidad.

La tecnología dipolar permite registrar la onda de cizallamiento en formaciones lentas así como en formaciones rápidas. El DSI consta de dos estaciones transmisoras, que pueden obrar monopolarmente o dipolarmente así como un arreglo de ocho dispositivos receptores. Este arreglo de receptores muestrea un mayor número de componentes acústicas listas para poder emplearse en diversos procesos y aplicaciones. La relación que existe entre la velocidad compresional y la velocidad de cizallamiento es empleada en diversas propiedades intrínsecas de la roca.

TECNOLOGIA DIPOLAR.

Especificaciones de la Herramienta:

- Rango de temperatura: 320 F (175 C)
- Rango de presión: 20,000 Psi (13.8 Kpa)
- Diámetro de la herramienta: 3 5/8 plg (9.2 cm)
- Diámetro mínimo del pozo: 5 1/2 plg (13.9cm)
- Diámetro máximo del pozo: 21 plg (53.3 cm)
- Longitud de la herramienta: 51 ft (15.5 m)
- Precisión en digitalización: 12 bits
- Digitalización por muestreo: 10-32.7 ms/prueba
- Ancho de banda acústica: 80 hz a 5 Khz dipolar y stoneley.
- Profundidad de investigación: En formaciones homogéneas normalmente se tiene que para la onda compresional a 10 khz de frecuencia alcanza 1 pie de profundidad de investigación y cerca de 0.5 pie para la onda de cizallamiento a la misma frecuencia. La misma regla se aplica al dipolo, pero la longitud de onda mejora la penetración cerca de 2 pies debido a que la frecuencia es menor. Esto asume que el espaciamiento transmisor-receptor es lo suficientemente largo para que la onda penetre y se estabilice lo cual es el caso del DSI. Si la formación es no homogénea esto puede ser más complicado. En zonas saturadas con gas la onda compresional normalmente lee únicamente la zona invadida, ya que ésta es más rápida que en la zona virgen. Para la onda stoneley unicamente el rango de penetración es cerca de 1/10 de longitud de onda mejorando usualmente ½ pie.⁵

5

⁵ Alain Brie, LAT School, Nov 2001

MODOS DE ADQUISICIÓN.

El DSI tiene la capacidad de programarse dependiendo de las circunstancias operativas, características de la roca y condiciones dentro del pozo. Para la adquisición de datos a diferentes modos el DSI cuenta un set de transductores, los cuales pueden trabajar a diferentes frecuencias. Los principales modos de adquisición de la herramienta son los siguientes:

- 1.- Modo de adquisición 1 Dipolo inferior (Lower Dipole)
- 2.- Modo de adquisición 2 Dipolo superior (Upper Dipole)
- 3.- Modo de adquisición 3 Baja frecuencia monopolar para Stoneley
- 4.- Modo de adquisición 4 Alta frecuencia monopolar para modo P&S
- 5.- Modo de adquisición 5 Alta frecuencia monopolar DT Compresional - FMD.
- 6.- Modo de adquisición 6 Modo experto –Dipolo cruzado

- **Modo Dipolo.** La herramienta dispara con transmisores dipolares a frecuencias cercanas a los 2.2 khz. Este modo es adecuado para adquirir tiempos de tránsito compresionales y de cizallamiento bajo condiciones operacionalmente difíciles y formaciones inconsolidadas o formaciones lentas.
- **Stoneley.** El pulso es generado con un transmisor monopolar a frecuencias centrales cerca de 1.5 khz esto con el fin de excitar las ondas de tubo. Son 8 formas de onda moduladas a pulsos de baja frecuencia.
- **Modo P & S.** El transmisor monopolar genera relativamente un pulso acústico de alta frecuencia. Esta frecuencia central es cercana a los 12 khz. Este modo es adecuado para adquisición de tiempos de tránsito compresional y de cizallamiento en formaciones duras o compactas, con velocidades rápidas de propagación. Son ocho trenes de onda que contienen los diferentes arribos.
- **BCR.** Both Cross Dipole, o dipolo cruzado, es un modo experto. Los transductores de la herramienta son disparados consecutivamente cuya señal proporciona 28 formas provenientes de ambos dipolos en un sentido y en otro, esto es que se realizan pulsos acústicos en una dirección y posteriormente en la dirección opuesta. La señal es adquirida por los receptores.

Dipolo.

El Dipolo es una fuente direccional la cual emplea elementos vibradores en oposición. La presión resultante del campo es la que empuja sobre uno de los lados mientras que el otro empuja sobre el lado opuesto. Este modo de excitación, es definido como direccional.

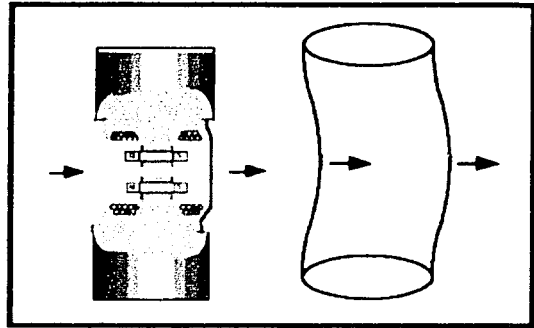


Fig. II.10 Sección transversal de un transductor del tipo dipolar y movimiento flexural con relación a la geometría del pozo.

Los elementos del transmisor dipolar al igual que en el monopolo, también son individuales y compensados por presión. Los transmisores dipolo trabajan como bocinas dentro del pozo. Cuando son pulsados eléctricamente estos se comportan como un pistón creando un incremento de presión en ambos sentidos. Este gradiente de presión a través del pozo excita directamente la onda de cizallamiento en la roca o su equivalente la onda flexural, esto significa que la herramienta mide a la onda de cizallamiento en función de la generación de la onda flexural.

La onda flexural, es una onda **dispersiva**, esto es, que la velocidad de propagación es función de la frecuencia. En el caso de la onda flexural, es una componente que viaja a bajas frecuencias al igual que la velocidad de la onda de cizallamiento. La medición realizada por el transductor dipolar del DSI posee una región de máxima amplitud en la señal, (máxima energía) cuyo fin es evitar el incremento de la señal-ruído.

La figura II.10 muestra un transductor dipolar y que como se mencionó anteriormente es un tipo de bocina, montado sobre unas membranas, oscilando alrededor de unos imanes fijos. Cuando una corriente alterna es enviada hacia una bobina desplazando el elemento y generando una vibración de empuje-jalón, la vibración será transmitida a través de la columna hidrostática del lodo por las membranas de la herramienta para poder luego arribar en la pared del pozo. El lodo en el pozo sigue un movimiento de onda flexural así que los receptores localizados en el pozo pueden detectar los arribos así como el contraste de la velocidad entre el lodo y la formación.

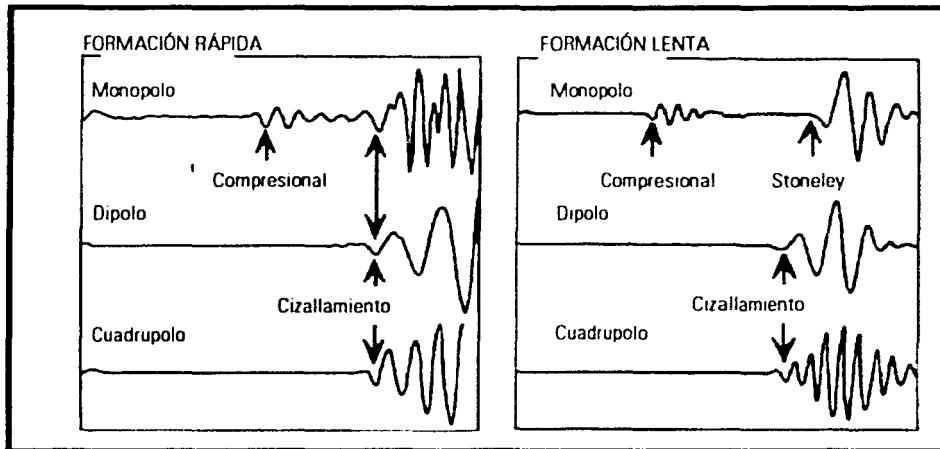


Fig. II.11 Propagación de los diferentes frentes acústicos en función del tipo de transductor y del tipo de formación

La sección de transmisión comprende tres elementos, un transductor de cerámica omnidireccional (monopolar) y dos transductores electrodinámicos de banda ancha y unidireccionales (dipolares) dispuestos en forma perpendicular entre sí. Los transductores pueden funcionar a diferentes frecuencias según los requerimientos de las distintas aplicaciones. En el caso del transmisor monopolar éste es excitado por pulsos eléctricos modulados y controlados por un cartucho el cual envía diferentes pulsaciones de alta frecuencia para mediciones compresionales y de cizallamiento o pulsos de baja frecuencia para el caso de la onda stoneley.

Sección de Receptores. Consta de ocho estaciones receptoras configurables ubicadas a intervalos de 6 plg en una longitud de algo mas de 3.5 ft. Cada estación contiene dos pares de hidrófonos, uno de ellos esta alineado con el transmisor dipolar superior y el otro está alineado con el transmisor dipolar inferior.

Componentes físicos de la herramienta:

Cartucho de adquisición sónico. Digitaliza las formas de onda y suma todas las trazas acústicas. **El cartucho electrónico.** Convierte la señal original de analógica a digital. **Sistema Controlador.** Este interpreta todos los comandos recibidos por el sistema de adquisición de superficie, sirve como interface a la telemetría y maneja todo el control de la adquisición. **Generador de formas de onda.** Provee de un voltaje de referencia común para todas las señales, generando formas de onda arbitrariamente análogas. **Convertidor analógico-digital.** Genera canales paralelos de digitalización de formas de onda analógicamente adquiridas por los receptores. Las formas de onda digitalizadas son transmitidas a superficie. **Junta de aislamiento.** Previene la transmisión directa de la onda flexural a lo largo del eje de la herramienta. Esta es insertada entre el transmisor y la sección de receptores. Físicamente son una serie de resortes los cuales no transmitirán el movimiento lateral, por lo que básicamente sirve como filtro mecánico que impide que las señales del transmisor se propaguen dentro de la herramienta.

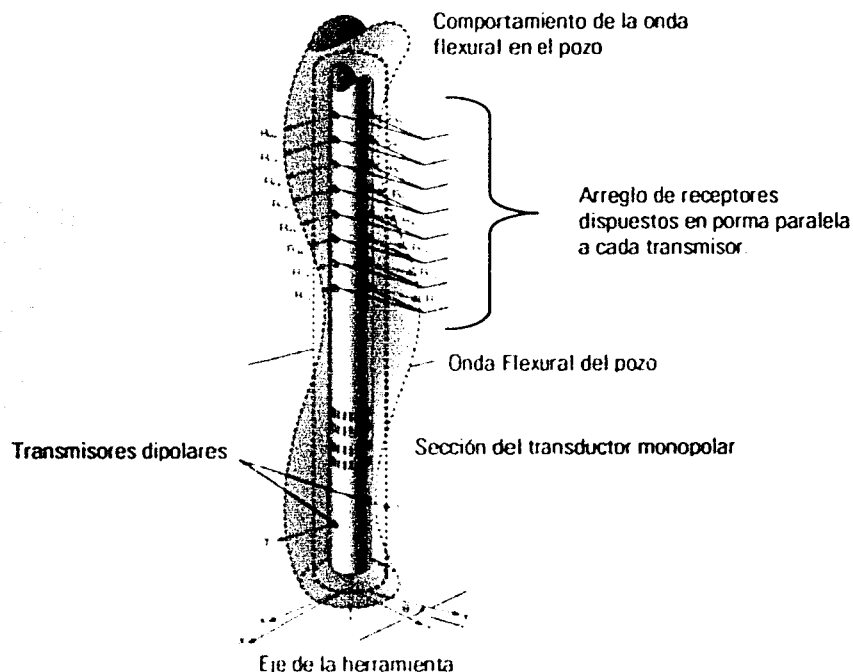


Fig. II.12 Herramienta DSI. Estructura y distribución de los componentes físicos de la sonda. Como se observa el arreglo de receptores se encuentra axialmente alineado con cada transductor dipolar.

Corrección por dispersión de la Onda Flexural. (Bias Correction)

Anteriormente se dijo que la **Onda Flexural** es una onda acústica dispersiva, esto es, que dependiendo del espectro de frecuencia, su propagación será a diferentes velocidades. Las componentes de la onda a bajas frecuencias viajan a la misma velocidad que la onda de cizallamiento mientras que a altas frecuencias sus componentes viajan más lentas. Esta atenuación provoca una dispersión o desfaseamiento del tiempo de tránsito en la onda flexural generando una región de máxima amplitud en la señal y en la energía, incrementándose así la relación señal-ruido, conocida con el nombre de "Bias" que significa anomalía, error o desfaseamiento por dispersión. Las ondas de cuerpo y de fluido en un medio homogéneo son no dispersivas, por otro lado, las ondas cuya generación se relaciona con el pozo (modos acústicos u ondas refractadas) estas siempre serán ondas dispersivas, como es el caso de la onda stoneley (monopolar) y la onda flexural (dipolar).

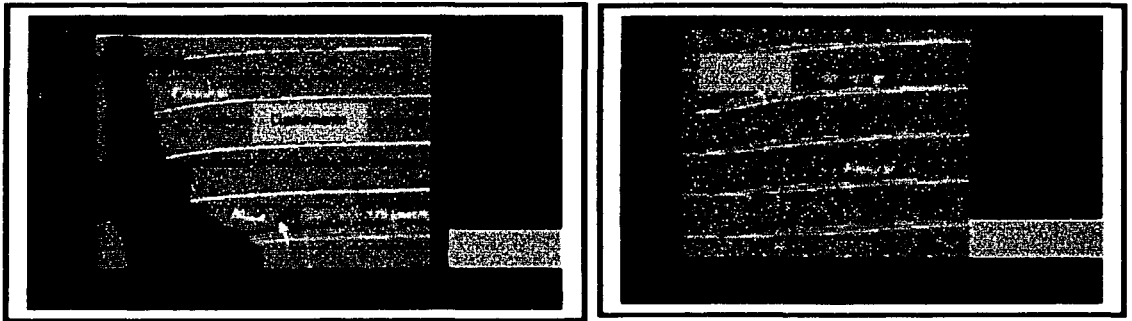


Fig. II.13 y II.14 Efecto en la variación del diámetro del pozo y la velocidad en tiempo de tránsito del lodo sobre una onda flexural dispersiva

Esto implica que la herramienta no está midiendo directamente el arribo de cizallamiento, pero si una onda flexural y que en función de ésta se podrá derivar el arribo de cizallamiento. El efecto de dispersión no solo depende de la frecuencia, sino también de las características de la formación, que influyen en el comportamiento de la propagación de los arribos, del diámetro del pozo que determina la longitud de la onda y la velocidad con que la onda es recibida por los receptores además de las características del fluido dentro de la columna hidrostática. La figura II.15 muestra la relación que guarda la longitud de onda, el tiempo de tránsito y la frecuencia, relación vista anteriormente en la ecuación 1.5



Fig. II.15 relación que guarda la frecuencia y la longitud de onda

Para mejorar el proceso de corrección de las ondas flexurales se filtran a cierta frecuencia con el fin de extraer las componentes de baja frecuencia. "El **bias correction**" es un proceso cuya finalidad es la de corregir a la onda flexural por dicho efecto dispersivo y siempre se aplica para el modo dipolar en tiempo real y en la unidad de registros o en su defecto en un centro de procesamiento de datos. La frecuencia de la onda dispersiva es necesaria para obtener cierta semblanza o la coherencia en un algoritmo denominado "**STC**" o **Slowness Time Coherence** (Coherencia en Tiempo de Tránsito) para la identificación y selección de cada uno de los arribos.

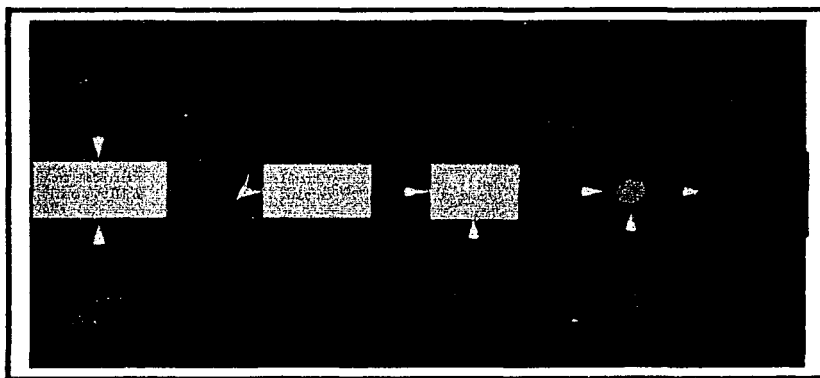


Fig. II.16 Secuencia de procesamiento para la generación y corrección por dispersión , así como la generación de las tablas de corrección por Bias correction

Los recursos de ésta técnica es usar un espectro de amplitudes de las formas de onda, sin asumir ningún parámetro, solo analizando la señal a la banda de frecuencia adecuada pudiendo así procesar los parámetros para una buena definición de coherencia. La incertidumbre en la determinación del tiempo de tránsito dependerá de la relación señal – ruido. Cabe mencionar que en la actualidad existen diversas técnicas tanto dispersivas como no dispersivas y que toman en cuenta parámetros específicos de la operación de la herramienta, así como características físicas del pozo y la formación.

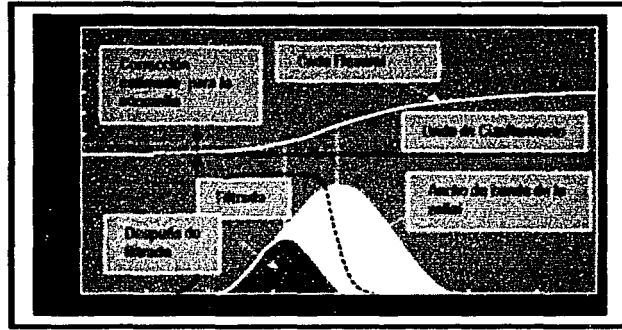


Fig. II.17 Método no dispersivo para la obtención de la corrección de la onda flexural como función de la variación de la frecuencia. También se puede observar el ancho de banda de la señal, antes y después de haber sido filtrada.

Coherencia en Tiempo de Tránsito. (Slowness Time Coherence – STC)

El principal objetivo del **STC** es identificar las diferentes componentes acústicas, el cual encuentra todos los modos de propagación en un tren completo de ondas acústicas adquiridas con el DSI o cualquier otra herramienta sónica digital. La información de entrada a éste proceso son 8 formas de onda correspondientes a cada receptor y grabadas a cada muestreo en profundidad. El resultado de éste proceso es un gráfico con todas las proyecciones STC. El principio del STC es una técnica de procesamiento de señales, las cuales reproducen una representación compacta que caracteriza las formas de onda del arreglo sónico. Este es un algoritmo de semblanza, cuyo objetivo consiste en encontrar dentro de una forma de onda compuesta, todas las ondas que se propagan.

La técnica del STC es una técnica similar al procesamiento de datos sísmicos, la cual cuantifica las similitudes entre los arribos de las formas de onda y el arreglo de receptores sónicos. En trabajos de sísmica esta cuantificación se denomina proceso de semblanza, para la adquisición de datos con herramientas sónicas digitales el cual se denomina "coherencia". Esto no asume un modelo físico que trate de graficar datos, el objetivo primordial de éste análisis es encontrar arribos idénticos. Este proceso puede ser graficado como sigue:

El STC computa un vector o "pico" que identifica todos los arribos de ondas acústicas generadas y adquiridas por la herramienta. Posteriormente se hace avanzar una ventana de duración predefinida, en saltos cortos y superpuestos llamados "ventana de tiempo" a través de las formas de onda, en un rango de tiempos de arribo potenciales. La ventana se desplaza en forma lineal con respecto al tiempo a través del conjunto de formas de onda de cada receptor.

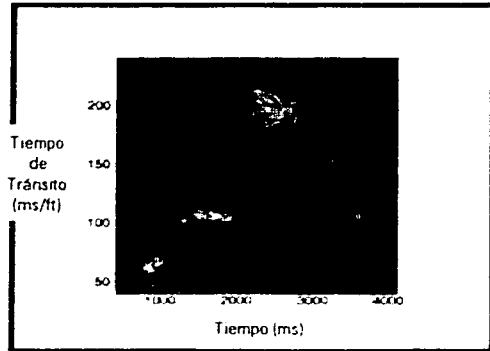
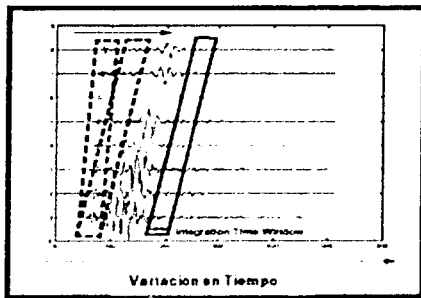


Fig. II.18 y II.19 Variación de la ventana de tiempo con respecto al tren de ondas de los ocho receptores de la herramienta para la generación del proceso de semblanza y generación de los planos de coherencia contra tiempo respectivamente.

En cada uno de estos desplazamientos se computa una función de coherencia para medir la similitudes de las ondas que se encuentran en la ventana. Cada paso en la ventana de tiempo es pivoteado a través del arreglo en incrementos de tiempo de tránsito. Cada posición implica una coherencia o semblanza calculada. Cuando el tiempo de la ventana y el desplazamiento coinciden con el tiempo de arribo y el tiempo de tránsito de un componente en particular, entonces la coherencia tomará el pico máximo.

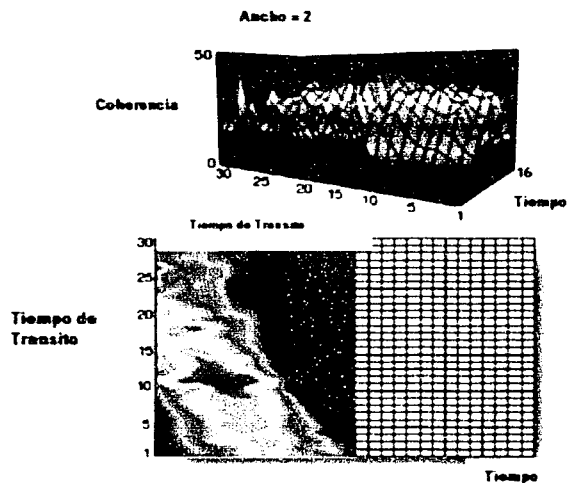
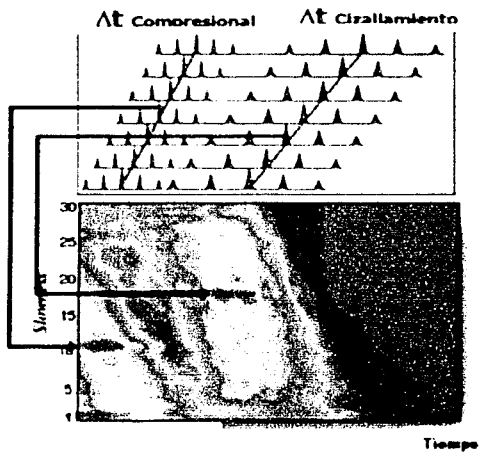


Fig. II.20 y II. 21 Una vez calculada la función de coherencia con respecto al tiempo de tránsito se genera una proyección cuyo desplazamiento coincide con el tiempo de tránsito, donde cada componente representará la máxima coherencia. (Color rojo)

Una vez generados los gráficos de contornos de coherencia para cada intervalo muestreado, éstos corresponderán respectivamente al arribo compresional, de cizalla y stoneley. Para el caso del modo dipolar, uno de los picos de coherencia máximo corresponderá a la onda flexural dispersada. El tiempo de tránsito de este pico siempre es mayor (mas lento) que el tiempo de tránsito de una onda de corte o de cizalla real, con una diferencia pequeña y que para evitar que esa diferencia enmascare el tiempo de tránsito de la onda de cizalla, la respuesta flexural dispersada se modela, como ya se mencionó anteriormente (Bias Correction), la cual se corrige durante el proceso. Los resultados monopolares P y S se compensan en el pozo al promediarse los resultados del receptor y transmisor. La coherencia calculada por todos los valores aceptables de tiempo contra tiempo de tránsito en el plano S/T (Slowness Time Projection) sirve como medición para incluir los datos de los arribos de la onda P y S. Posteriormente este pico de vectores es sometido a un segundo proceso de selección de cada pico que corresponde a la componente de forma de onda máxima denominada "Labelling".

Labelling- Identificación de los Componentes.

Una vez que son identificados cada uno de los arribos por el proceso de coherencia éstos deben ser seleccionados de forma individual. Los picos son ubicados con respecto a los planos de contornos de coherencia para identificar los valores máximos. Después de que los picos máximos de coherencia son identificados como arribo compresional, de cizallamiento y stoneley, el tiempo de tránsito de esos picos son las salidas en forma de curvas. Si el labelling o identificación del arribo es correcto la curva de tiempo de tránsito resultado caerá exactamente en el centro ya que es la coherencia máxima sobre el mapa de contornos.

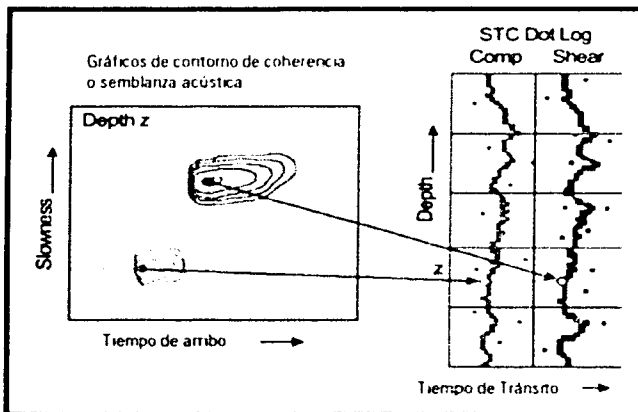
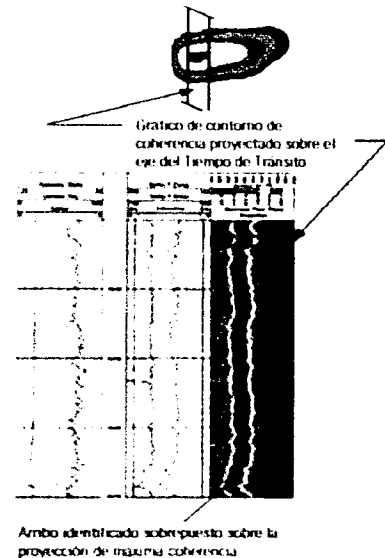


Fig. II.22 y II.23 Aplicación del proceso de "Labelling" o etiquetamiento de cada uno de los arribos

Proyección de la Coherencia



Repitiendo esto a cada profundidad se puede trazar una curva desde el extremo superior en cada proyección para poder así obtener cada forma de onda. Sin embargo hay que considerar en algunas circunstancias que la coherencia puede verse afectada e incluso perderse por una o más condiciones:

- Rugosidad del Pozo
- Movimiento Irregular de la Herramienta
- Formaciones lentas (afectación de la onda de Cizallamiento en el modo P & S)
- Formaciones fracturadas (afectación de la onda de cizallamiento en ambos modos)

Por lo que siempre se requiere validar la información en un centro de procesamiento para verificar la calidad de la información en caso de que haya alguna afectación para entonces poder corregirlo y disponer de la información correcta.

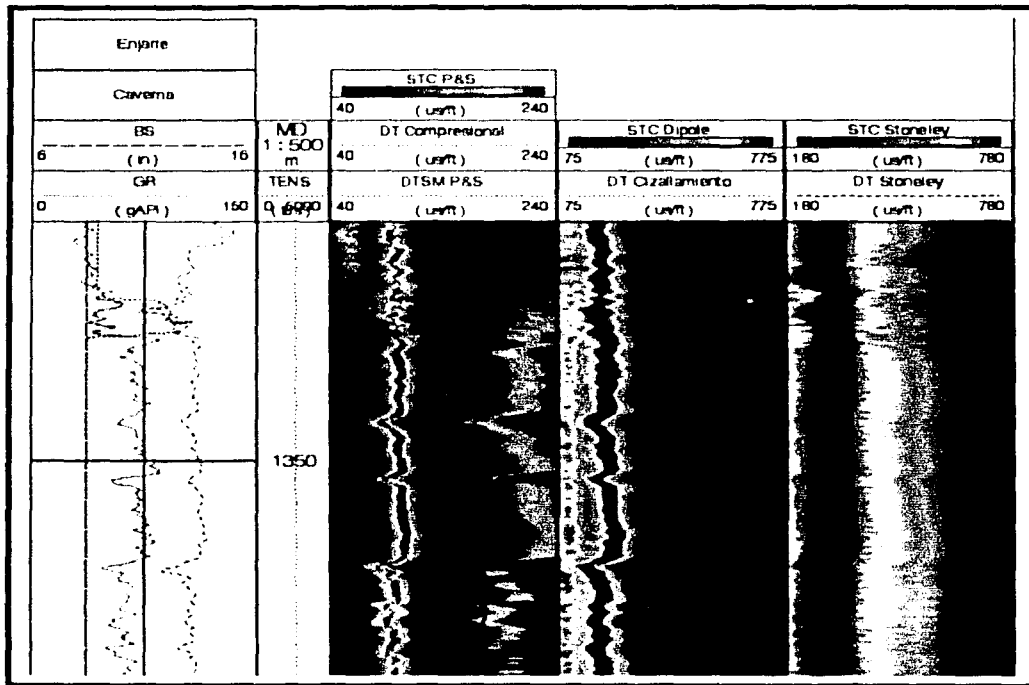


Fig. 11. 24 Planos de proyección de coherencia, para la identificación de cada componente acústica. Como se mencionó anteriormente la zona roja denota la coherencia máxima y la zona azul representa la coherencia mínima. De izquierda a derecha, perfil del pozo (Caliper y BS), registro de Rayos Gamma y la Relación de Poisson. Segunda pista, curva de tensión de la herramienta DSI. Tercera pista, plano de coherencia para transmisor monopolo y su correspondiente onda compresional sobrepuesta en la coherencia máxima. En este caso se trata de una roca inconsolidada por lo que no hay generación de una componente de cizalla con el transmisor monopolar. Siguiendo track, plano de coherencia del transmisor dipolar el cual muestra la identificación de la onda de cizallamiento. Último plano de coherencia de la onda stoneley generado mediante el transmisor monopolar.

III DEFINICIÓN DE VARIABLES GEOMECÁNICAS.

El comportamiento mecánico de las rocas sedimentarias que conforman la gran mayoría de los yacimientos petroleros esta directamente relacionado a su **rigidez o resistencia** y a la distribución de los **esfuerzos** existentes. La resistencia de las rocas es un factor muy importante en cualquier maniobra operativa dentro de un pozo, así como en consideraciones de estabilidad asociadas a la perforación de pozos o en la etapa de producción. Este hecho se hace cada día más evidente a medida que los intervalos perforados son cada vez más profundos y aumenta la trayectoria de desviación de los pozos.

Los modelos convencionales que se utilizan para predecir el comportamiento mecánico de las rocas sedimentarias se encuentran en su gran mayoría limitados por una falla crónica de datos de entrada, esto es, que aún cuando se dispone de mediciones realizadas en los núcleos, la información que proviene de dichos ensayos de laboratorio tan solo representan valores discretos con lo cual no se puede caracterizar eficientemente el comportamiento mecánico del yacimiento. Con el desarrollo en los últimos años en la adquisición de datos del subsuelo se han podido crear modelos de interpretación que pueden caracterizar el comportamiento mecánico de un yacimiento bajo diferentes regímenes de presión y esfuerzos. Los registros de tipo acústico en combinación con el registro de densidad, generarán la información necesaria para que a través de diversos modelos de interpretación, se puedan determinar la resistencia y la distribución de los esfuerzos en un yacimiento.

Un requerimiento esencial es obtener un tren de ondas sónicas completo para poder derivar con precisión los **tiempos de tránsito compresional y de cizallamiento**. Para este propósito se utiliza el DSI con el cual se pueden obtener los tiempos de tránsito en cualquier tipo de formación. El tiempo de tránsito como se vio anteriormente, tiende a disminuir en las rocas u otros materiales a medida que su dureza aumenta, por lo cual son excelentes indicadores de la resistencia. Aunado a esto, diversos parámetros como los diferentes gradientes de presión que actúan en la formación, así como un muestreo adecuado de la densidad de la formación la cual es una relación directa entre el espacio poroso y la matriz de la roca, donde mientras más alta sea la densidad mas dura o resistente será la roca, el grado de arcillosidad la cual es indicador del grado de plasticidad, mientras mas arcilla tenga la roca, más plástica y deformable será su matriz, la mineralogía o composición del paquete rocoso para definir los diversos parámetros volumétricos, constantes elásticas para la determinación de como, cuando y donde fallará la formación son necesarios para un buen análisis mecánico de la formación.

Para realizar la evaluación de las propiedades mecánicas en las diferentes formaciones hay que tomar en cuenta que cualquier material elástico tiene una respuesta única a la aplicación de fuerzas externas. La respuesta se caracteriza dependiendo de las **constantes elásticas** del material. A través del uso de estas constantes se puede determinar el grado de deformación del material o el punto de cedencia bajo el cual se deformará o fallará. Estas constantes están definidas por los siguientes parámetros: **El módulo de young, el módulo de cizallamiento y la relación de poisson** principalmente y cuyo estudio definen la respuesta que posee un sólido elástico con respecto a una fuerza aplicada.

CONSTANTES ELÁSTICAS.

Modulo de Young.- (E)

La relación al cambio relativo de la longitud de un objeto con respecto a la fuerza axial aplicada sobre el mismo, lo cual se reflejará como cierto grado de deformación del material al aplicarle un diferencial de presión (fuerza por unidad de área).

Relación de Poisson.- (v)

Describe la variación del tamaño o diámetro de un material a lo largo de un eje cuando éste se encuentra sometido a cierto esfuerzo sobre su eje normal.

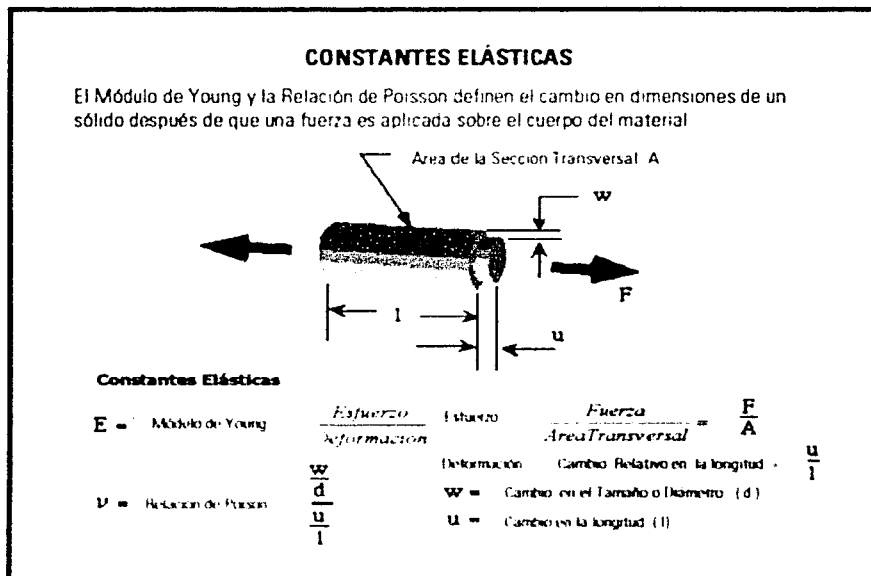


Fig III 1 Variable implícitas en la definición de las diferentes constantes elásticas.

Módulo de Cizallamiento o de Corte. (μ)

Describe la respuesta de un sólido elástico al aplicarle cierta fuerza de corte, entendiéndose por fuerza de corte aquella fuerza capaz de que el material ceda o se fracture. En éste caso, se puede considerar a la columna litostática una fuerza aplicada sobre cierto punto de interés en la formación.

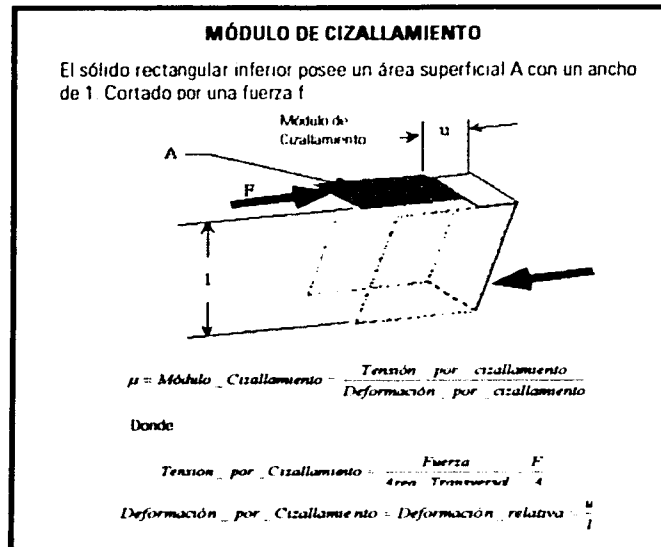


Fig. III.2 Variables que definen el comportamiento de un sólido bajo un régimen de corte o de cizalla.

Bulk Modulus o Módulo Elástico de la Roca. (K)

El Módulo elástico de la roca o "Bulk Modulus" describe la variación o deformación volumétrica en todas direcciones ejercida por cierta presión generada por ciertos materiales o fluidos, los cuales no son capaces de soportar una fuerza externa de corte. Dicho material cuando es comprimido en todas direcciones presentará un cambio volumétrico en todos los sentidos.

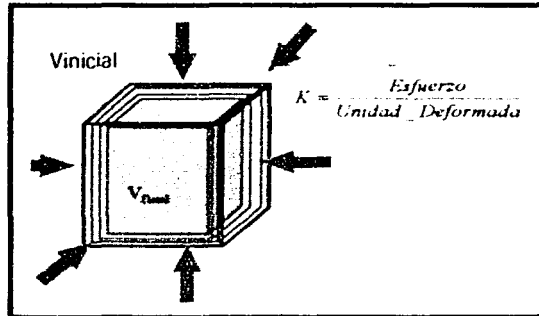


Fig III 3 Variación volumétrica en función del esfuerzo aplicado.

No es difícil observar que todas las constantes elásticas se relacionan entre sí y relacionan parámetros entre sí.



Fig III 4 Relación existe entre las constantes elásticas y su equivalencia en función de variables acústicas. En éste caso en función del tiempo de tránsito compresional y de cizallamiento

Para poder comprender y definir adecuadamente las propiedades mecánicas en la roca, es necesario analizar los distintos tipos de mecanismos de falla existentes. Diversas propiedades intrínsecas de la roca determinan el grado de resistencia que ofrece la formación al sufrir una deformación, los esfuerzos naturales que actúan en la tierra y los esfuerzos provocados durante maniobras operativas durante la perforación y producción son determinantes en el análisis geomecánico. Las mediciones que son realizadas rutinariamente durante la perforación pueden proporcionarnos información útil para evaluar la respuesta de la formación durante todos esos procesos. Los datos de producción también nos pueden proporcionar información acerca de los esfuerzos inducidos en el pozo y la formación. Además de lo anterior, en este marco geomecánico se consideran los siguientes factores:

Mecanismos y criterios de fallamiento en la roca.

La Tierra esta sujeta a ciertos esfuerzos que dependiendo del sentido en que se generan pueden ser horizontales y verticales. **Los esfuerzos verticales** son provocados por el peso de las formaciones o capas suprayacentes. Este esfuerzo es conocido como **presión de sobrecarga o presión litostática**. **Los esfuerzos horizontales** son parte de la existencia de la presión de sobrecarga pero adicionalmente provocados por los desplazamientos tectónicos y la presión poral.

Sin importar la magnitud de los esfuerzos naturales de la tierra, éstos llegan algunas veces a exceder la resistencia de la roca, provocando fallas. Los esfuerzos horizontales debidos a los esfuerzos tectónicos inherentes en los yacimientos, representan aquella parte del esfuerzo horizontal local que prevalece en el área. La componente tectónica puede estar presente aún en áreas sísmicamente inactivas. Se asume que para una estructura geológica determinada es constante. Para poder determinar la componente tectónica es necesario disponer de una serie de pruebas de la roca llevadas a condiciones de yacimiento en un laboratorio.

Los esfuerzos de la formación cerca del pozo, pueden ser de tipo **compresivos y distensivos**, esto es que los diferentes mecanismos de falla puedan estar actuando simultáneamente. Los mecanismos de falla realmente son un proceso. Algunas formaciones tienden a deformarse linealmente con el incremento en el esfuerzo o la generación de alguna falla abrupta, sin embargo otras formaciones pueden soportar permanente esas deformaciones sin fallar mecánicamente o perder la habilidad a resistir a dichos esfuerzos. He ahí la diferencia entre lo que es **cedencia de la formación** y lo que es una **falla**. La falla es definida como un evento catastrófico.

Relación entre la propagación de ondas acústicas y la mecánica de rocas.

La velocidad del sonido en cualquier material es función de sus propiedades elásticas y la densidad del material. Las propiedades elásticas y la ingeniería de materiales son áreas que se enfocan a éste tipo de análisis. Las propiedades elásticas de un material varían con la presión y aún entonces la variación no es tan predecible debido a fenómenos como la deformación plástica.

Mecánica de rocas.

Contexto geostático: la introducción de diferentes variables de interés considerando un modelo simplificado que involucre las constantes elásticas aplicadas a un cubo elemental y donde el sistema de fuerzas que actúa sobre ese cuerpo suman cero, esto es que todas las componentes se encuentran en equilibrio.

Descripción de las principales variables en un modelo geostático.

Esfuerzos. Como se vio anteriormente y por definición general el esfuerzo es una fuerza F por unidad de área la cual tiende a cero. Esta fuerza es un vector cuya magnitud es cuantificable y posee cierta orientación.

Esfuerzo de sobrecarga. Es la fuerza vertical aplicada sobre un punto en interés o en éste caso sobre el cubo de roca el cual es igual al peso de la columna de roca vertical sobre éste. Para el caso de pozos con desviación es el ancho de ésta columna considerando la profundidad vertical real. El peso por unidad de área de sobrecarga es el esfuerzo de sobrecarga, esto se puede simplificar evaluando éste esfuerzo si se conoce la densidad del material en la columna sólida por arriba del cubo elemental de roca. Un parámetro conveniente para emplear es el gradiente de sobrecarga o gradiente geostático obtenido de dividir el esfuerzo de sobrecarga por la profundidad vertical. El valor de éste gradiente geostático en la mayoría de los casos es aproximadamente una libra de presión por cada pie de roca.

Esfuerzo Horizontal. En un plano horizontal el esfuerzo principal no es tan evidentemente fácil de obtener o de medir. Existen diversos efectos los cuales pueden provocar ciertas deformaciones en sentido horizontal de los cuales uno de los más importantes es la deformación elástica y plástica de la roca bajo cierta carga vertical. Los esfuerzos tectónicos inducidos por fuerzas geotectónicas se relacionan con movimientos en la corteza terrestre, además del esfuerzo que es almacenado en la roca y es resultado de eventos catastróficos ancestrales del campo o de la formación. Algunos de estos efectos se traducen a esfuerzos horizontales.

En la mayoría de los caso los esfuerzos horizontales anisotrópicos de cedencia. De cualquier forma los esfuerzos horizontales no necesariamente siempre son iguales y pueden ser definidos como un máximo y mínimo esfuerzo horizontal. Una simplificación común es asumir que el campo de esfuerzos horizontales se presentan en un medio isotrópico, sin embargo se sabe que esta es una consideración ideal.

Presión Poral. Es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los poros de la roca, conocida también como presión de formación. Considerando que los diferentes esfuerzos se presentan como un fenómeno mecánico que toma lugar en la roca misma, en una roca porosa la presión del fluido en el pozo afecta el comportamiento de la matriz rocosa. Si se considera un caso simple donde existe un patrón continuo de fluido en un cubo de roca elemental hacia la superficie se puede simplificar calculando la presión de fluido poral como la columna hidrostática conociendo la densidad del fluido:

$$Ph = \bar{g} \int_0^Z \rho_f(Z) dz \quad (\text{Ec. III.1})$$

Considerando adicionalmente que la densidad del fluido es constante a lo largo de dicha columna hidrostática, donde simplificado se tiene que:

$$Ph = \rho_f g Z = \lambda_h Z \quad (\text{Ec. III.2})$$

Donde λ_h es el gradiente de presión hidrostática usualmente cerca de 0.45 libras por cada pie, que es el caso del agua, ρ_f es la densidad del fluido en la columna hidrostática, g la constante de gravedad y Z la profundidad. Cuando el fluido poral no es la presión hidrostática no existe otra forma de calcularla de manera práctica, por lo que se requiere del soporte de mediciones directas de presión (MDT⁶). Si la presión poral es más grande que la presión hidrostática a esa profundidad se dice que la zona es sobre presionada, inversamente si la presión poral es menor que la presión hidrostática correspondiente se trata de un intervalo depletado o zonas de baja presión. Para efectos prácticos, un parámetro conveniente para usar es:

$$Pp = \lambda_p Z \quad (\text{Ec. III.3})$$

⁶ MDT, Modular Formation Dynamic Tester- Herramienta Probadora de Formación, una de tantas opciones para poder obtener mediciones precisas de la presión de formación, pudiendo determinar un gradiente de presión poral

IV APLICACIONES

Existe una diversidad de aplicaciones de tipo convencional y especializadas que implican el uso de formas de onda acústicas de alta calidad. El uso de tecnología precisa para la generación de las mismas es requerida. El DSI se corre en forma continua para generar frentes de onda básicas como la onda compresional y la onda de cizallamiento, además de otras componentes especiales como la onda Stoneley y algunos arribos pseudocompresionales empleados en aplicaciones especiales. Las aplicaciones de la herramienta pueden enfocarse en dos grandes áreas:

APLICACIONES CONVENCIONALES

(Evaluación de la Formación)

Estimación de la Porosidad
Identificación de Litología
Detección de zonas de sobrepresión.

(Evaluación de las Propiedades Mecánicas de la Roca)

APLICACIONES NO CONVENCIONALES

(Evaluación de la Formación)

(Aplicaciones Geofísicas)

Análisis de estabilidad de pozo.
Análisis de arenamiento.
Estimación del crecimiento vertical de fracturas.
Análisis de Anisotropía.
Estimación de la Permeabilidad.
Detección de Fracturas Naturales.
Detección de Hidrocarburos.
Sismogramas Sintéticos.
Estudios AVO. atributos

Datos requeridos para cada aplicación.***Aplicaciones derivadas******Información
requerida del DSI***

Estimación de la porosidad
 Correlación
 Identificación de gas y zonas sobrepresurizadas
 Determinación de litología.
 Inspección tubular.



DT Compresional
 DT Comp. Y de Cizalla
 DT Comp. Y de Cizalla

Aplicaciones estandar (Parametros Elásticos)
 Mecánica de rocas, Estabilidad del pozo,
 Predicción de fracturas, Petrofísica



DT Compresional
 DT Cizallamiento

Permeabilidad



Onda Stoneley
 DT Compresional
 DT Cizallamiento
 Registro de Densidad

Detección de fracturas



Onda Stoneley

Anisotropía acústica (dipolo cruzado)
 Modo BCR



Onda de Cizalla Rápida
 Onda de Cizalla Lenta

Sismogramas sintéticos (Onda P)
 Sismogramas sintéticos (Onda S)



DT Compresional
 DT Cizallamiento

AVO



DT Compresional
 DT Cizallamiento
 Registro de Densidad

APLICACIONES CONVENCIONALES.

Determinación de la Porosidad debida al registro acústico⁷

(Ecuación de Wyllie de Tiempos Promedio) Areniscas Compactas y Consolidadas.

Después de numerosas determinaciones de laboratorio, M.R.J Wyllie propuso, para formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos de manera uniforme una relación lineal en tiempos promediados entre la porosidad y tiempo de tránsito. La porosidad calculada a partir de los registros acústicos es calculada en función del tiempo de tránsito compresional medido a partir del registro sónico. La ecuación de respuesta de Wyllie es la mas utilizada y establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito medido y la porosidad de la formación. Según este modelo el tiempo de tránsito Δt_{log} (tiempo de tránsito de una formación limpia y acuifera) se obtiene como la suma de los tiempos de tránsito de cada elemento ponderada por su volumen en la formación. Para el caso de una formación limpia con porosidad ϕ y zona lavada con mas de 15 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\Delta t_{log} = \phi_{mf} \Delta t_{mf} + \phi_{hv} \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} \quad (\text{Ec. IV.1})$$

donde:

Δt_{log} es el tiempo de tránsito de la formación leído del registro, con unidades en $\mu\text{s}/\text{ft}$
 ϕ_{mf} es la porosidad con agua, en este caso con filtrado del pozo dentro de la formación y varía $0 \leq \phi_{mf} \leq 1$

Δt_{mf} es el tiempo de tránsito del filtrado en $\mu\text{s}/\text{ft}$ y que generalmente son $189 \mu\text{s}/\text{ft}$.

ϕ_{hv} es la porosidad con hidrocarburos en la formación, con valores que varían de $0 \leq \phi_{hv} \leq 1$

Δt_{hv} es el tiempo de tránsito del hidrocarburo, en $\mu\text{s}/\text{ft}$

V_{ma} es la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia con valores que varían $0 \leq V_{ma} \leq 1$

Δt_{ma} es el tiempo de tránsito de la matriz limpia en $\mu\text{s}/\text{ft}$ con valores que varían de $43 \mu\text{s}/\text{ft} \leq \Delta t_{ma} \leq 55 \mu\text{s}/\text{ft}$

En esta ecuación, la suma de la porosidad y el volúmen de la matriz constituyen el total de la roca, por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} \quad (\text{Ec. IV.2})$$

⁷ La referencia teórica de ésta aplicación fué hecha por el Ing. Eduardo Viro en su curso de Interpretación de Registros en agujero descubierto, LAI School, Houston Nov 2001

Combinando las dos ecuaciones anteriores y asumiendo que $\Delta t_{hy} \approx \Delta t_{ma}$ puede obtenerse la porosidad aparente o la porosidad con agua, en este caso con filtrado ϕ_{mf} de la formación limpia y acuifera:

$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (\text{Ec. IV.3})$$

Conocida como **Ecuación Promedio de Tiempos de Wyllie**.

donde

Δt_{\log} = El valor del tiempo de tránsito compresional del registro sínico en $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{ma} = El tiempo de tránsito del material de la matriz en $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_f = El tiempo de tránsito del fluido saturante en los poros (se considera que en la mayoría de los casos es el lodo de perforación) $\mu\text{s}/\text{ft}$

ϕ = La porosidad a ser determinada.

Por lo general, las areniscas consolidadas y compactas que poseen porosidades entre un 15 y un 25%. En dichas formaciones, la respuesta del registro sínico parece ser relativamente independiente del contenido exacto de los poros: agua, aceite, gas e incluso arcilla diseminada. Sin embargo, en algunas areniscas de mayor porosidad (30% o más) que tienen muy poca saturación de agua o alta saturación de hidrocarburos y una invasión muy poco profunda, los valores Δt pueden ser algo mayores que aquellos en las mismas formaciones cuando están saturadas de agua. Si existen lutitas laminadas dentro de la arenisca, los valores aparentes de porosidad sínica por lo general se aumenta por una cantidad proporcional al volumen total de las laminaciones. Las lecturas Δt aumentan porque Δt_{sh} es generalmente mayor que Δt_{ma} de la matriz de la arenisca. En caso de que la formación sea arcillosa, las ecuaciones anteriores se modifican de la siguiente manera:

$$\Delta t_{\log} = \phi_{mf} \Delta t_{mf} + \phi_{lv} \Delta t_{lv} + V_{mz} \Delta t_{mz} + V_{sh} \Delta t_{sh} \quad (\text{Ec. IV.4})$$

donde los parámetros tienen el mismo significado indicado, con las siguientes adiciones:

V_{sh} = es el valor de la fracción de la roca ocupado por la lutita con valores que van de $0 \leq V_{sh} \leq 1$

Δt_{sh} = Es el valor del tiempo de tránsito de la lutita generalmente entre 80 y 130 $\mu\text{s}/\text{ft}$

En esta ecuación la suma de la porosidad, el volumen de la matriz y el volumen de la lutita constituyen el total de la roca, por lo tanto se debe cumplir que:

$$1 = \phi + V_{ma} + V_{sh} \quad (\text{Ec. IV.5})$$

La ecuación de Wyllie es válida para las siguientes condiciones:

- Porosidad intergranular uniforme
- Formaciones limpias (mínimas cantidades de arcilla)
- Formaciones acuíferas.
- Formaciones compactadas.

Arenas no compactas.

La aplicación directa de la ecuación de tiempo promedio proporciona valores de porosidad que son muy altos en arenas no consolidadas e insuficientemente compactadas. Las arenas no compactas prevalecen en las formaciones geológicamente más jóvenes, en particular a profundidades someras. Sin embargo a profundidades mayores, muchas de éstas arenas con frecuencia no están compactadas cuando los diferenciales de presión de la carga litostática a fluidos de formación son menores de 4000 a 5000 psi. Esta falta de compactación puede estar indicada cuando las arcillas adyacentes presentan valores Δt mayores de 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$. cuando las formaciones no están lo suficientemente compactadas, los valores Δt observados son mayores a los que corresponden a la porosidad de acuerdo con la fórmula de tiempo promedio, pero la relación ϕ en función del Δt todavía es aproximadamente lineal.

En estos casos se aplica a la ec. IV.1 y un factor de corrección empírico C_p para dar una porosidad corregida ϕ_c :

$$\phi_c = \frac{\Delta t \log - \Delta t m a}{\Delta t f - \Delta t m a} \frac{1}{C_p} \quad (\text{Ec. IV.6})$$

Sin embargo el factor de corrección de compactación se determina mejor al comparar ϕ la porosidad como se obtuvo de la ec. 1 y compararla con la porosidad real obtenida de otra fuente de medición. Para arenas con porosidad moderadamente alta (30%) la transformación empírica propuesta por lo general corresponde a la ecuación de tiempo promedio cuando se utiliza V_{ma} de 18 000 ft/seg. Sin embargo con una porosidad mayor del 35% el tiempo de tránsito sónico aumenta mucho más rápido que la porosidad, y su respuesta se desvía rápidamente de la tendencia esperada por la ecuación, por lo cual requerirá una corrección por falta de compactación.

El nuevo proceso elimina la necesidad del factor de corrección y proporciona directamente la porosidad. Este proceso empírico puede estimarse en todo el rango de porosidades que se encuentran normalmente mediante la siguiente ecuación:

$$\phi = C \times \frac{\Delta t \log - \Delta t_{ma}}{\Delta \log} \quad (\text{Ec. IV.7})$$

donde

$\Delta t \log$ = El valor del tiempo de tránsito compresional del registro sónico en $\mu\text{s}/\text{ft}$

Δt_{ma} = El tiempo de tránsito de la roca en $\mu\text{s}/\text{ft}$

ϕ = La porosidad a ser determinada.

Esta relación empírica se restringe a las mismas condiciones que la relación de tiempos promedio, con la excepción de que se puede utilizar en formaciones consolidadas y no consolidadas. Esta ecuación es conocida como **La Ecuación de Raymer-Hunt**. El valor de la constante C puede fluctuar entre 0.625 a 0.7 dependiendo del análisis, sin embargo, comparaciones más recientes de tiempo de tránsito a porosidad indican que 0.67 es más adecuado. Para el caso de una roca de yacimiento saturada de gas, C se convierte en 0.6 y se debe utilizar cuando la roca investigada por la herramienta sónica contiene una cantidad considerable de hidrocarburos en fase gaseosa (vapor). Debido a la poca profundidad de investigación, esta condición solo existe normalmente en areniscas con mayor porosidad (mayor al 30%).

Efectos Ambientales:

No existe necesidad de aplicar correcciones por efectos ambientales al registro acústico. Sin embargo el registro puede verse afectado por la alteración de las propiedades de la roca en la vecindad del pozo, lo cual alterará el valor del tiempo de tránsito medido. Una herramienta de sónica como el DSI prácticamente esta libre de este efecto.

Otros factores que pueden afectar la medición acústica.

Compactación. Generalmente se asume que las propiedades elásticas de las rocas son independientes de la compactación si la roca está sometida a una presión suficientemente alta. Si la roca esta sometida a presiones menores como es el caso de formaciones someras o formaciones con presiones anormales, el valor del tiempo de tránsito medido es mas alto que lo esperado, indicando valores de porosidad aparente mayores que la verdadera porosidad. En estos casos pse puede estimar una verdadera porosidad dividiendo la porosidad aparente por el factor de compactación ya mencionado $C_p > 1$.

Si existen registros de Densidad-Neutrón, el factor de compactación puede ser determinado en cada nivel como $C_p = \phi_s / \phi_{DN}$.

Si no existen otros registros de porosidad y $\Delta t_{sh} > 100 \mu\text{s}/\text{ft}$, puede estimarse $C_p \approx \Delta t_{sh} / 100$

En el caso anterior si $\Delta t_{sh} < 100 \mu\text{s}/\text{ft}$, se asume que la formación no está afectada por falta de compactación y $C_p = 1$.

Arcillosidad. Las lecturas del registro sónico en lutitas o shales pueden variar entre 70 y 130 $\mu\text{s}/\text{ft}$. El efecto de la presencia de lutita en la formación dependerá del contraste entre el tiempo de tránsito medido en las lutitas y de la formación limpia.

Hidrocarburos. La presencia de hidrocarburos en la roca almacén generalmente no afecta la medición del tiempo de tránsito en formaciones compactadas. En formaciones no compactadas existe efecto de hidrocarburos pero no una corrección que pueda ser aplicada.

Fracturas y vóculos. La presencia de fracturas y vóculos en la formación produce efectos muy pequeños en el tiempo de tránsito medio por el registro, por lo que se obtienen valores de porosidad menores que los reales (se dice que el registro no ve las fracturas y vóculos).

Efectos del pozo. El pozo debe estar lleno de fluido para que los receptores puedan detectar la energía acústica. En pozos de diámetro grande es la atenuación de la intensidad de la onda, lo que dificulta la detección de los arribos por el transmisor mas lejano originando saltos de ciclo (cycle skipping).

Carbonatos.

En carbonatos, que tengan porosidad intergranular, todavía se aplica la fórmula de tiempo promedio, pero algunas veces la estructura y la distribución del tamaño de los poros difiere a los de las areniscas. En la mayoría de los casos los sistemas de porosidad son debidos a eventos asociados a vesículas y fracturas con dimensiones mucho mayores que los poros de la porosidad primaria, considerándose como sistemas de doble porosidad: porosidad primaria y porosidad secundaria.

En formaciones con vesículas y cavemas, la velocidad del sonido dependerá en gran parte de la porosidad primaria intergranular, porosidad derivada de la lectura sónica por medio de la fórmula de tiempo promedio (Ec. IV.1) la cual tenderá a ser muy baja. Por lo tanto si se conoce (a partir de registros de neutrones o densidad) la porosidad total ϕ_1 de una formación que presente porosidad primaria y secundaria ϕ_2 , se puede estimar la cantidad de porosidad secundaria como la diferencia de la porosidad total y la porosidad del registro sónico.

$$\phi_2 = \phi_1 - \phi_s \quad (\text{Ec. IV.8})$$

Arcillosidad. Las lecturas del registro sónico en lutitas o shales pueden variar entre 70 y 130 $\mu\text{s}/\text{ft}$. El efecto de la presencia de lutita en la formación dependerá del contraste entre el tiempo de tránsito medido en las lutitas y de la formación limpia.

Hidrocarburos. La presencia de hidrocarburos en la roca-almacén generalmente no afecta la medición del tiempo de tránsito en formaciones compactadas. En formaciones no compactadas existe efecto de hidrocarburos pero no una corrección que pueda ser aplicada.

Fracturas y vóculos. La presencia de fracturas y vóculos en la formación produce efectos muy pequeños en el tiempo de tránsito medio por el registro, por lo que se obtienen valores de porosidad menores que los reales (se dice que el registro no ve las fracturas y vóculos).

Efectos del pozo. El pozo debe estar lleno de fluido para que los receptores puedan detectar la energía acústica. En pozos de diámetro grande es la atenuación de la intensidad de la onda, lo que dificulta la detección de los arribos por el transmisor mas lejano originando saltos de ciclo (cycle skipping).

Carbonatos.

En carbonatos, que tengan porosidad intergranular, todavía se aplica la formula de tiempo promedio, pero algunas veces la estructura y la distribución del tamaño de los poros difiere a los de las areniscas. En la mayoría de los casos los sistemas de porosidad son debidos a eventos asociados a vesículas y fracturas con dimensiones mucho mayores que los poros de la porosidad primaria, considerándose como sistemas de doble porosidad: porosidad primaria y porosidad secundaria.

En formaciones con vesículas y cavernas, la velocidad del sonido dependerá en gran parte de la porosidad primaria intergranular, porosidad derivada de la lectura sónica por medio de la fórmula de tiempo promedio (Ec.IV.1) la cual tenderá a ser muy baja. Por lo tanto si se conoce (a partir de registros de neutrones o densidad) la porosidad total ϕT de una formación que presente porosidad primaria y secundaria $\phi 2$, se puede estimar la cantidad de porosidad secundaria como la diferencia de la porosidad total y la porosidad del registro sónico.

$$\phi 2 = \phi T - \phi s \quad (\text{Ec. IV.8})$$

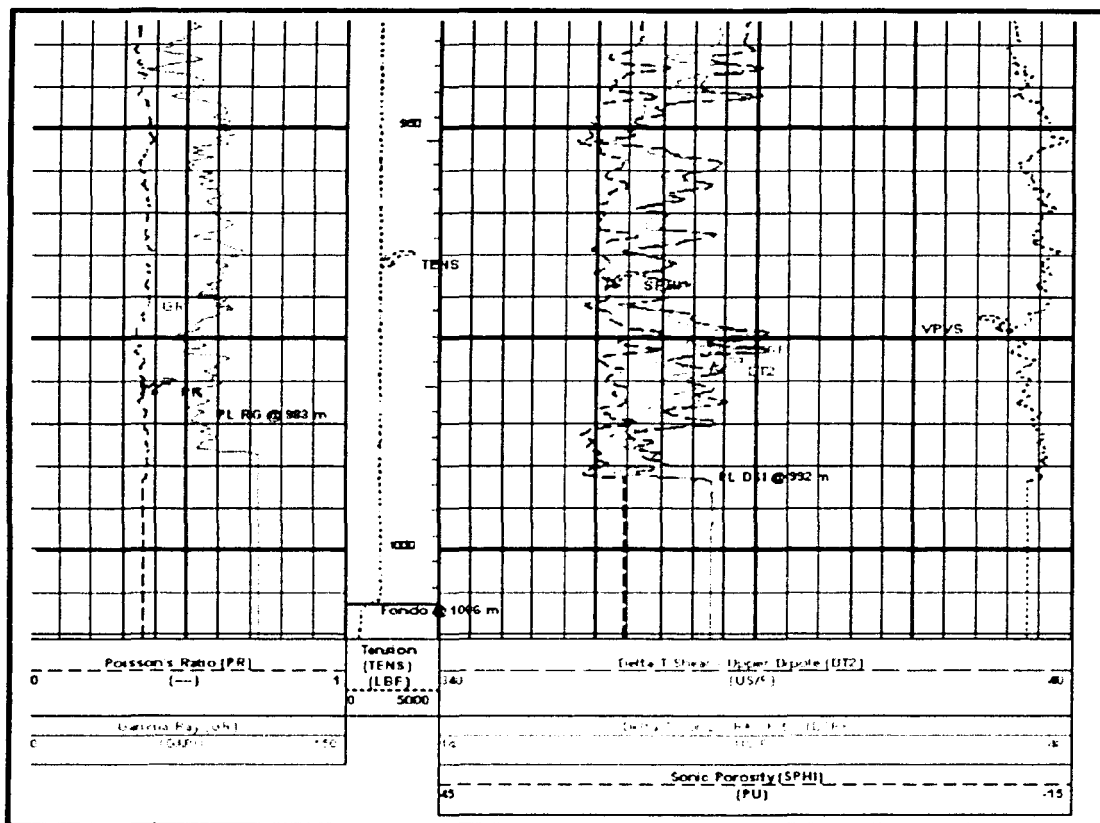


Fig. IV.1 Registro de campo con las principales curvas generadas a partir del DSI. La curva negra punteada del track de la derecha, representa la porosidad a partir del registro sónico mediante la ecuación de tiempos promedio. Enseguida los arribos compresional del modo P y S en color azul y continua (Monopolo), el arribo de cizallamiento generada con el transductor dipolar en color roja punteada. El track de la izquierda contiene a la curva PR o Relación de Poisson, obtenida de la relación que existe entre el tiempo de tránsito de cizalla y el tiempo de tránsito compresional. La curva verde es el registro de Rayos Gamma. Track de profundidades y tensión de la herramienta DSI.

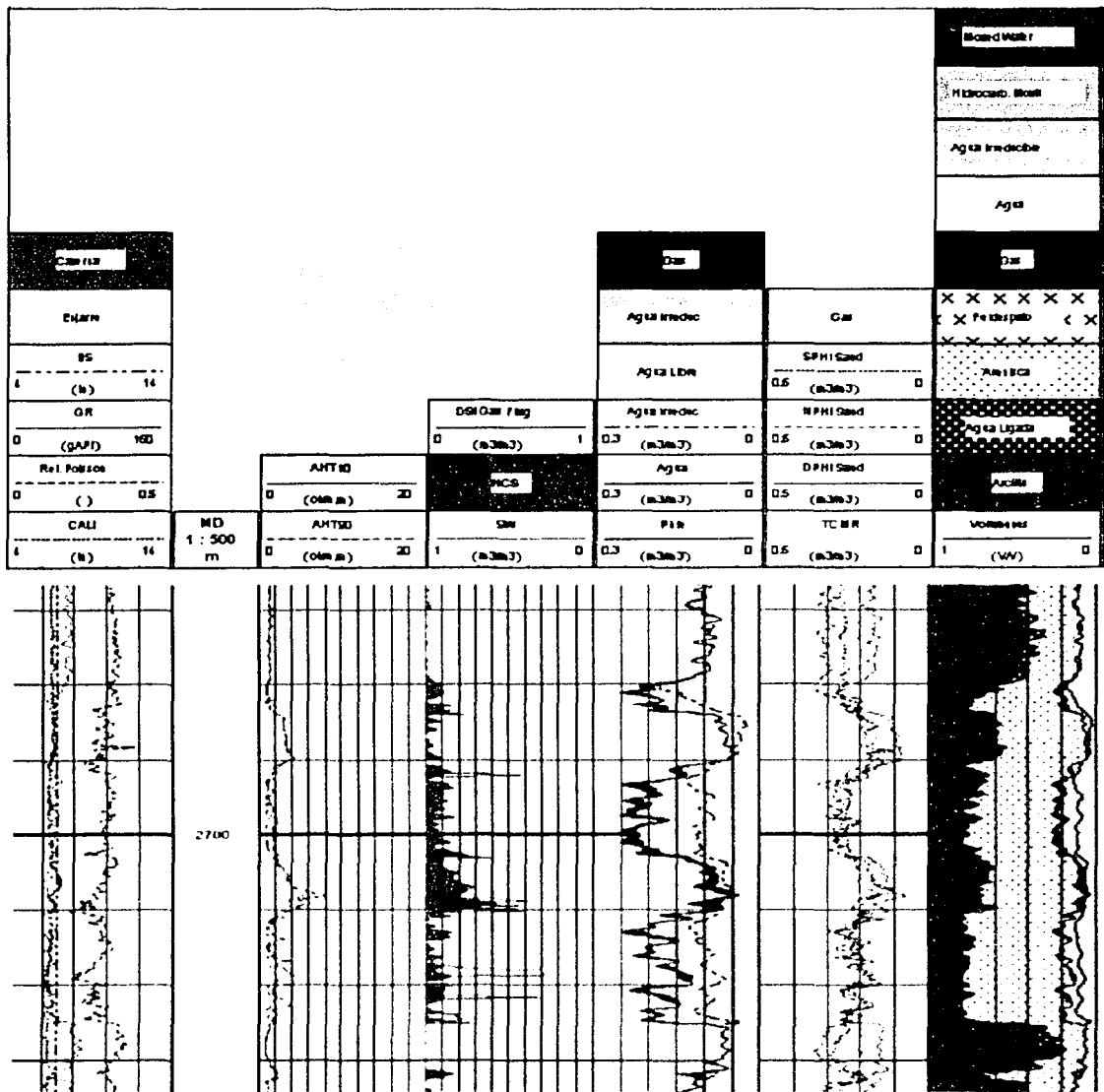


Fig. 1 V 2 Muestra intervalo evaluado con registros convencionales GR, Resistividad, y Porosidad Como se puede observar en el Segundo track de derecha a izquierda se tienen las diferentes porosidades de la formación, medidas y calculadas con diferentes herramientas, respectivamente la porosidad del registro de Neutron (Curva azul oscuro punteada), la porosidad debida al registro Sónico, la cual en este caso fue calculada mediante la ecuación de tiempos promedio (curva punteada de color negro), la porosidad total obtenida con herramienta de resonancia magnetica (curva azul claro continua) y finalmente la porosidad debida al registro de densidad. Comparando las diferentes porosidades se puede observar que a pesar de ser diferentes principios fisicos, el comportamiento y los valores son muy similares. Teniendo estos valores en una misma matriz, se requiere realizar las debidas correcciones ambientales para poder disponer de las curvas en análisis petrofisicos y poder asi cuantificar la porosidad efectiva

CORRELACIÓN TIEMPO DE TRÁNSITO CON OTROS REGISTROS PARA IDENTIFICACIÓN DE LITOLOGÍA.

Las variaciones de velocidad, en diferentes tipos de rocas, producen una curva sónica que puede correlacionarse con otras. Además de la buena definición vertical del registro sónico y a la reducción del efecto de agujero debido a la compensación por dicho efecto y a que la herramienta se corre centralizada, hace que este registro sea excelente para la correlación. Es muy útil en algunos casos donde otros registros dan malos resultados (secciones arcillosas gruesas y evaporíticas) pueden identificarse fácilmente a partir de sus valores de tiempo de tránsito por ser materiales con alta densidad en su matriz lo que implica tiempos de tránsito compresional muy bajos.

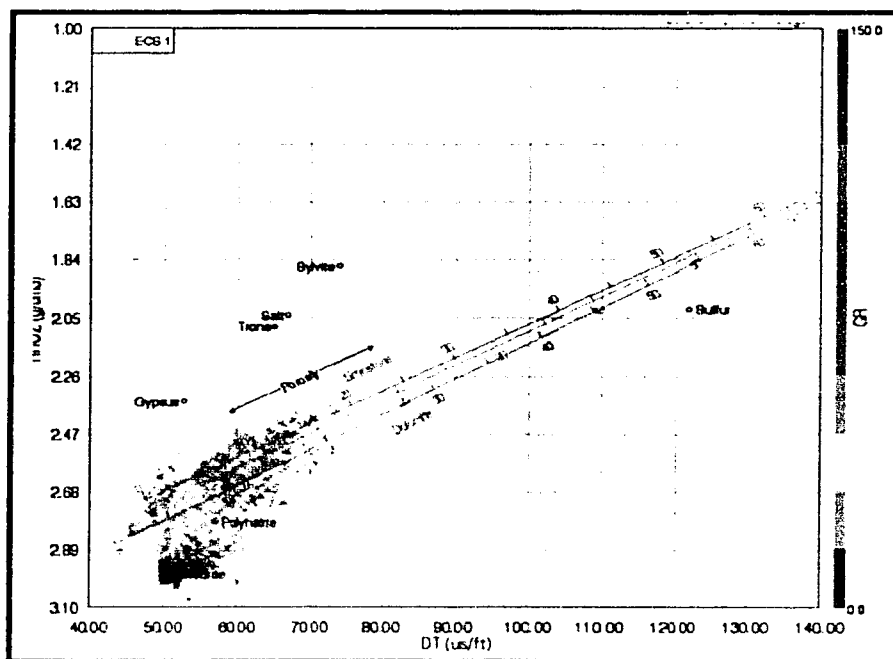


Fig. IV. 3 Muestra la respuesta graficada de los registros de GR, Densidad y Sónico en una formación compleja cuya matriz es de origen calcareo. Observando el gráfico se puede obtener una buena correlación de los puntos que corresponden a los minerales asociados a la roca.

DETECCIÓN DE ZONAS SOBREPRESIONADAS.

Las formaciones que tienen presiones de fluido anormalmente altas, con frecuencia están sobreyacidas por arcillas sobrepresionadas que tienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de tránsito sónico es mayor en estas arcillas que en las que se compactan normalmente. Por lo tanto, un registro sónico puede emplearse para predecir la posibilidad de sobrepresión. Normalmente, el tiempo de tránsito sónico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad. Un gráfico de esta tendencia Δt_{sh} (Tiempo de tránsito de la arcilla) contra profundidad, define la compactación normal. Las desviaciones de esta tendencia hacia valores más altos sugieren una sección anormal sobrepresionada. Si se tiene experiencia en el área, la magnitud de la sobrepresión puede frecuentemente relacionarse con la diferencia entre el tiempo de tránsito real en la arcilla y el esperado de la línea de tendencia de compactación normal.

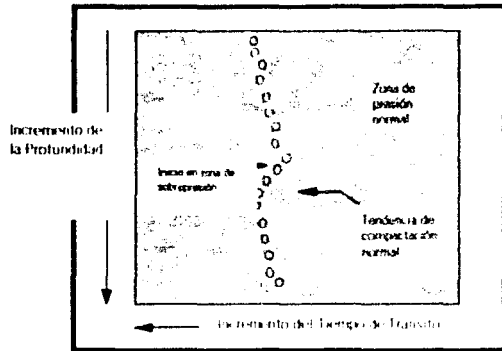
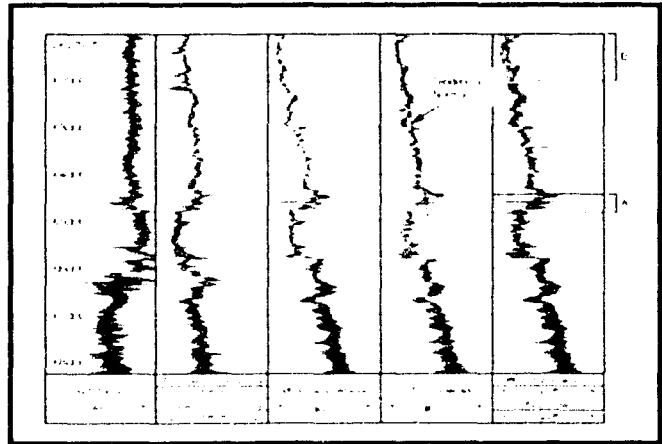


Fig. IV 5 Respuesta correlacionable de diferentes registros a cierto intervalo donde como se observa, existe una zona sobrepresionada ya que la tendencia normal del tiempo de tránsito diverge en valores por arriba de la tendencia normal. Un comportamiento similar sucede en la curva de resistividad, de la tendencia normal de incrementar la resistividad con la profundidad, cambiando drásticamente a valores más bajos que la tendencia normal, esto es que al incremento de porosidad en zonas sobrepresionadas se incrementa el contenido salino del agua de arcillas. La cima de la zona de sobrepresión inicia en la coordenada 5000 por otro lado la zona A representa el intervalo de interés en este caso productor de gas. La zona B representa una alteración cerca del pozo.

Fig. IV 4 Un indicativo en tiempo real de zonas sobrepresionadas. El grado de compactación de una roca como resultado del incremento del gradiente de sobrecarga provoca un decremento en la porosidad y el tiempo de tránsito. El cambio en el ángulo de la tendencia normal es señal de una zona sobrepresionada.



APLICACIONES NO CONVENCIONALES.**ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE POZO.****(Caracterización de las propiedades mecánicas de la roca)**

Para poder optimizar en maniobras operativas como es el caso de la ingeniería de perforación, el diseño de la densidad óptima del fluido de control en el pozo es el punto clave dentro de estas maniobras, las cuales además requieren de una serie de parámetros fundamentales los cuales dependen de las propiedades intrínsecas de la roca, como lo es la resistencia a la deformación o al colapso, el gradiente de formación o presión poral ejercida in situ, el gradiente a la fractura de la roca, las cuales son variables que permiten diseñar la densidad del lodo adecuada para no generar perfiles de invasión en zonas productoras importantes o generar fenómenos de colapso dentro del pozo.

Los costos de la construcción de un pozo pueden dramáticamente excederse si existen problemas de inestabilidad del pozo durante las diversas maniobras de operación. Grandes tiempos de operación son requeridos para el control de la pérdida de fluidos empleando tiempos excesivos en operaciones que impliquen la recuperación de fluidos o maniobras de circulación. El desarrollo de trabajos que requieren del estudio de los esfuerzos dominantes en la formación y el pozo es el primer paso para poder conceptualizar las variables que actúan en la inestabilidad del agujero.

Para poder caracterizar las propiedades mecánicas en la formación se requiere de toda la información posible. Datos disponibles que requieren de experiencia en maniobras de operación, análisis de las deformaciones in situ, así como información adquirida por muestras de núcleos, ensayos de presión o mediciones indirectas como lo son los registros. Un segundo paso es el análisis de los datos para seleccionar modelos apropiados y usarlos en la predicción de las propiedades mecánicas. El tercer paso es identificar y evaluar las posibles causas y cualquier diferencia entre mediciones en tiempo real y las predicciones hechas por los modelos planteados. El paso final es usar dichos resultados para evaluar y generar un modelo mecánico local de las formaciones de interés. Siempre habrá diferencias entre las mediciones actuales y los valores previstos, pero ambos convergerán en un punto y el modelo podrá ser calibrado. Mientras no se tenga unificada una teoría que relacione mediciones de registros con la resistencia de la roca, correlaciones empíricas son generadas de los mismos registros que estadísticamente reproducen mediciones sintéticas de los parámetros de la roca.

Un análisis de estabilidad de pozo no solo involucra variables de esfuerzos y deformaciones in situ, sino que además incluye la identificación de problemas durante la perforación así como todos los datos disponibles del fluido de control. A veces es necesario el uso de imágenes de pozo para identificar eventos importantes dentro del pozo que puedan provocar algún mecanismo de falla dentro del agujero. Dicha adquisición de imágenes de cobertura azimutal usualmente muestra cambios bruscos resultantes de los procesos tectónicos o incluso eventos inducidos durante la perforación.

La mejor oportunidad para observar la respuesta de la roca con respecto a los esfuerzos, ocurre durante la construcción del pozo. Las fuerzas actuantes en el subsuelo actúan dentro de la pared del pozo. Cuando estos esfuerzos exceden la resistencia de la roca, numerosas deformaciones irreversibles ocurren en el material cerca del pozo. El análisis de dichos esfuerzos revelan la relación entre fuerzas que actúan sobre el pozo y la formación. La teoría elástica lineal es usada para estudiar la relación entre los esfuerzos del pozo y la geometría del daño inducido.

Análisis de esfuerzos.

Existen dos tipos principales de esfuerzos dominantes en el análisis de la geomecánica del pozo: **Los esfuerzos inherentes a la roca y los esfuerzos generados durante maniobras operativas en el pozo.** Por definición, los esfuerzos en la roca, no están directamente influenciados por los esfuerzos provocados en el pozo. En contraste con los esfuerzos del pozo que sí tienen influencia directa de la formación más específicamente entre la interfase agujero-formación. Estos esfuerzos son controlados por la densidad del lodo y por el estado mecánico del pozo. En un sistema de coordenadas cartesianas se pueden analizar más fácilmente dichas componentes. Primero el esfuerzo vertical provocado por la presión generada por la columna litostática y segundo, los esfuerzos ortogonales al esfuerzo vertical que son las componentes horizontales. Si las magnitudes de los dos esfuerzos horizontales son diferentes y que generalmente lo son, estos se denominan esfuerzos **máximo y mínimo horizontal**, como se mencionó anteriormente en el capítulo III.

Estos vectores de fuerzas transportadas a un sistema de coordenadas cilíndricas representan los esfuerzos radial, ortogonal y tangencial respectivamente. Los esfuerzos aplicados entre la formación y el pozo, poseen diferente origen. **El esfuerzo radial** es provocado por la presión hidrostática del lodo, la cual es controlada por el perforador, **el esfuerzo axial** y **el esfuerzo tangencial** son controlados por las fuerzas internas de la tierra. La relación que existe entre los esfuerzos del pozo y de la formación, considerando la variación en la densidad del lodo, para pozos con lodos de baja densidad el esfuerzo vertical es proporcional al

Esfuerzo axial, mientras que para el esfuerzo horizontal máximo es menor que el esfuerzo tangencial y el esfuerzo horizontal mínimo menor que el esfuerzo radial. Para cuando la densidad del lodo aumenta, el esfuerzo vertical se mantiene igual al esfuerzo radial, pero el esfuerzo horizontal máximo es mucho mayor que el esfuerzo radial y en consecuencia el esfuerzo horizontal mínimo es mucho menor que el esfuerzo tangencial.

Esfuerzos en el Pozo

σ_r	Esfuerzo radial
σ_t	Esfuerzo tangencial
σ_a	Esfuerzo axial

Esfuerzos de la Tierra

σ_h	Esfuerzo Horizontal Min
σ_H	Esfuerzo Horizontal Max
σ_v	Esfuerzo Vertical

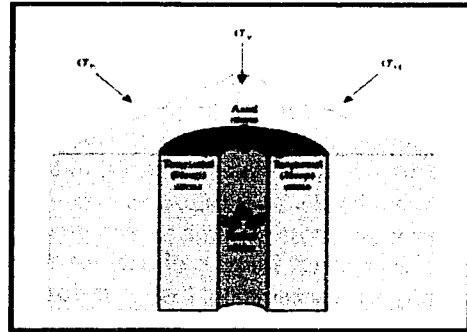
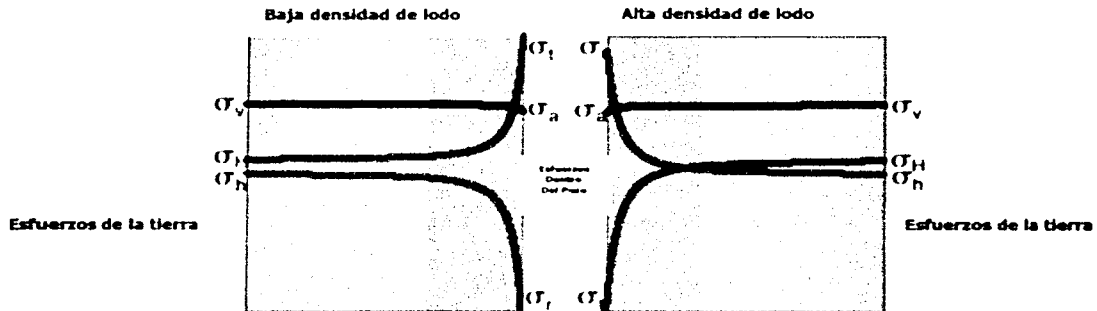


Fig. 1 V.6 muestra las diferentes componentes que actúan dentro de la formación y del pozo. Se observa los esfuerzos horizontal máximo y mínimo, así como la componente vertical respectivamente. Se puede observar también sus correspondientes componentes análogas dentro del pozo. A la izquierda se observa la simbología empleada para cada una.



La fig 1 V 7 representa la relación que guardan los esfuerzos dentro y fuera del pozo cuando la densidad de lodo varía. En pozos de baja densidad la componente debida al esfuerzo horizontal máximo se traducirá a una componente tangencial, el esfuerzo mínimo representará la componente radial. Para pozos de alta densidad, la componente horizontal máxima se reflejará en la componente radial y la componente mínima será la radial. En ambos casos la componente de sobrecarga generará la carga axial en el pozo

Es de suma importancia analizar el comportamiento que guardan los esfuerzos actuantes en el subsuelo con los esfuerzos presentes en el pozo. Actualmente trabajos desarrollados permiten aprovechar dicho análisis para la solución a problemas relacionados con estabilidad del agujero durante la perforación. Una de las aplicaciones del **DSI** es proporcionarnos los datos requeridos y disponer de ellos para analizar, procesar y poder predecir los criterios de falla mecánica en el pozo. En la actualidad existen tres modelos que predicen la magnitud y dirección de los esfuerzos generados en la cercanía del pozo. El primer modelo asume que la formación se comporta de acuerdo a la teoría elástica lineal. Un segundo modelo asume un comportamiento elástico no lineal. Y el modelo final asume la teoría elástica lineal pero los esfuerzos generados en la cercanía del pozo se comportan de acuerdo a un modelo plástico.

Análisis de estabilidad.

El análisis de estabilidad de pozo consiste en determinar la ventana de densidades de lodo que permita perforar el pozo en forma segura y con un mínimo de daño, así como seleccionar las profundidades adecuadas para el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El análisis se realiza posterior a la perforación, pero nos proporciona datos que nos pueden servir para aplicarlos a otros pozos del mismo campo o con características similares. La ventana de estabilidad debe contar con un gradiente de presión adecuado en la columna hidrostática del fluido de control de tal forma que contrarreste las presiones internas debidas a la roca. El gradiente hidrostático deberá ser ni muy bajo para evitar colapsos o derrumbes de la pared del pozo, ni muy alto para evitar un daño excesivo en la formación, debido a las fracturas hidráulicas inducidas y evitar así el desplazamiento de los fluidos originales de la formación debido al filtrado de lodo. Para la obtención de una envolvente de estabilidad segura, es necesario disponer de la densidad de la formación en cada etapa, así como conocer los correspondientes tiempos de tránsito compresional y de cizallamiento para la determinación de las constantes elásticas, los módulos estáticos y dinámicos de la roca. Es necesario también contar con parámetros petrofísicos: porosidad efectiva, saturación de fluidos, volumen de arcilla, entre otros.

Un módulo elástico mide la dureza o la incompresibilidad de un material. El recíproco de éste es la compresibilidad de la roca, una medición de la cantidad de deformación de un material por cada unidad de presión aplicada. **Las mediciones dinámicas de los módulos elásticos** son derivadas de medir las velocidades acústicas y la densidad del material las cuales se infieren de las mediciones efectuadas con el DSI, (DTCO y DTSM) que someten a la roca a pequeños esfuerzos provocados por las ondas de presión. Estos esfuerzos inducen pequeñas deformaciones que son reversibles en el material. Diversos transductores como los del DSI provocan ciertos esfuerzos en el material provocando deformaciones microscópicas. Esta deformación es propagada a través de las ondas acústicas. La magnitud de los esfuerzos generados por la fuente acústica es la deformación del material, o de la extensión del daño donde las partículas regresan a su posición original.

Las **mediciones estáticas** son módulos elásticos que son derivados de las mediciones de la deformación de un material mientras éste es sometido a cierta fuerza. La magnitud de la fuerza debe ser lo suficientemente grande y que generalmente lo es, de tal forma que provoque un daño permanente. De hecho, el material no regresa a su estado original. Las mediciones estáticas son realmente mediciones inelásticas. **Los módulos elásticos estáticos** se obtienen a partir de ensayos en laboratorio. Para efectuar los ensayos se aplican esfuerzos en muestras de roca de tal forma que se provoquen deformaciones medibles. Estos esfuerzos son de una magnitud tal que provocan deformaciones irreversibles en el material. Para el cálculo de las constantes elásticas existe una diversidad de ecuaciones que dependiendo de las características particulares de la formación aplica los criterios que definen los comportamientos dinámicos de la roca. Numerosas correlaciones empíricas y pseudoempíricas modelan dicho comportamiento.

En la práctica diversos trabajos de análisis de estabilidad de pozo han sido desarrollados tomando en cuenta lo siguiente:

- **Modelo de componente única**, el cual asume que los medios son homogéneos, isotrópicos y linealmente elásticos. Este modelo es válido en formaciones de baja porosidad y saturación de gas residual.
- **El módulo elástico de cizallamiento** esta dado por:

$$G = (13474.45) \frac{\rho_b}{(\Delta t_{\text{cizallamiento}})^2} \quad (\text{Ec. IV.9})$$

donde

ρ_b = Densidad de la roca (gr/cm³)

$\Delta t_{\text{cizallamiento}}$ = Tiempo de tránsito de la formación (μs/ft)

G = Módulo de cizallamiento en la roca (Mpsi)

13474.45 = Factor de conversión de unidades.

- **El módulo elástico de la roca:** se calcula mediante:

$$K_{roca} = (13474.45)\rho_b \left[\frac{1}{(\Delta t_{compresional})^2} \right] - \frac{4}{3}G \quad (\text{Ec. IV.10})$$

donde:

K_{roca} = Módulo elástico de la roca (Mpsi)

ρ_b = Densidad de la roca (gr/cm³)

$\Delta t_{compresional}$ = Tiempo de tránsito compresional de la roca (μs/ft)

G = Módulo elástico de cizallamiento de la roca (Mpsi)

- **La Relación de Poisson Dinámico:** se obtiene mediante:

$$\nu = \frac{3K_{roca} - 2G}{6K_{roca} + 2G} \quad (\text{Ec. IV.11})$$

donde:

K es el módulo elástico de la roca (Mpsi)

G es el módulo elástico de cizallamiento (Mpsi)

- **El Módulo de Young Dinámico:**

$$E_{dyn} = \frac{(9G)K_{roca}}{G + 3K_{roca}} \quad (\text{Ec. IV.12})$$

K es el módulo elástico de la roca (Mpsi)

G es el módulo elástico de cizallamiento (Mpsi)

- **(UCS) Uniaxial Compressive Strength o Esfuerzo Compresivo Uniaxial.** Es una correlación de esfuerzos basados en la porosidad. Empleando la correlación de Plumb valida para areniscas con porosidad entre el 1 y 25%.

$$UCS = (70870.2 - 49671.2)\Phi_{efectiva} \quad (\text{Ec. I.V.13})$$

donde:

$\Phi_{efectiva}$ es obtenida de la evaluación petrofísica previa.

- **Presión Poral y Geostress.** La metodología aplicada en la mayoría de los casos es empleando la densidad de la roca e integrándola hasta superficie como resultado se obtiene la componente vertical.

$$\bar{\sigma}_v = g \int_0^{100} A \rho_h(Z) dz \quad (\text{Ec. I.V.14})$$

donde:

$\bar{\sigma}_v$ = Esfuerzo vertical total

g = Constante gravitacional

ρ_h = Densidad de la roca medida por el registro de densidad.

A = Factor de calibración que permite realizar una corrección por anomalías al registro de densidad.

El Gradiente de presión poral es calculado en función de la densidad del lodo o el gradiente de presión debido a la columna hidrostática convertido a profundidad.

- **El cálculo de la resistencia de la roca** dado por la correlación de Coates-Deno la cual es válida en este caso para arenas arcillosas:

$$C_o = (8000 \times 10^{-6} V_{sh} + 4500 \times 10^{-6} (1 - V_{sh})) E_{sh} \quad (\text{Ec. IV.15})$$

- Para **Los esfuerzos horizontales in situ** se empleó el modelo poroelástico, la cual es la ecuación más general para el cálculo de esfuerzos horizontales. Esta es derivada de asumir un modelo de tres dimensiones poroelástico. El esfuerzo horizontal mínimo es calculado como sigue:

$$\sigma_x = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha_{vert} P_p + \alpha_{hor} P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_x + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_y \quad (\text{Ec. IV.16})$$

donde:

- σ_x = El esfuerzo mínimo horizontal
- ν = Relación de poisson.
- σ_z = El esfuerzo total vertical.
- α_{vert} = Constante poroelástica en la dirección vertical
- α_{hor} = Constante poroelástica en la dirección horizontal
- P_p = Presión poral.
- E = Módulo estático de young.
- ϵ_x = Esfuerzo en la dirección mínima y máxima horizontal

el esfuerzo horizontal máximo es calculado como:

$$\sigma_y = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_z - \frac{\nu}{1-\nu} \alpha_{vert} P_p + \alpha_{hor} P_p + \frac{E}{1-\nu^2} \epsilon_y + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \epsilon_x \quad (\text{Ec. IV.15})$$

- **Los criterios de falla** fueron Mohr Coulomb y máxima resistencia a la tensión.

$$\sigma'1 = C_o + \sigma'3(\tan \gamma)^2 \quad (\text{Ec. IV.16})$$

donde:

- $\sigma'3$ = Esfuerzo mínimo principal
- $\sigma'1$ = Esfuerzo máximo principal
- C_o = Componente de fuerza compresiva uniaxial sin confinar.

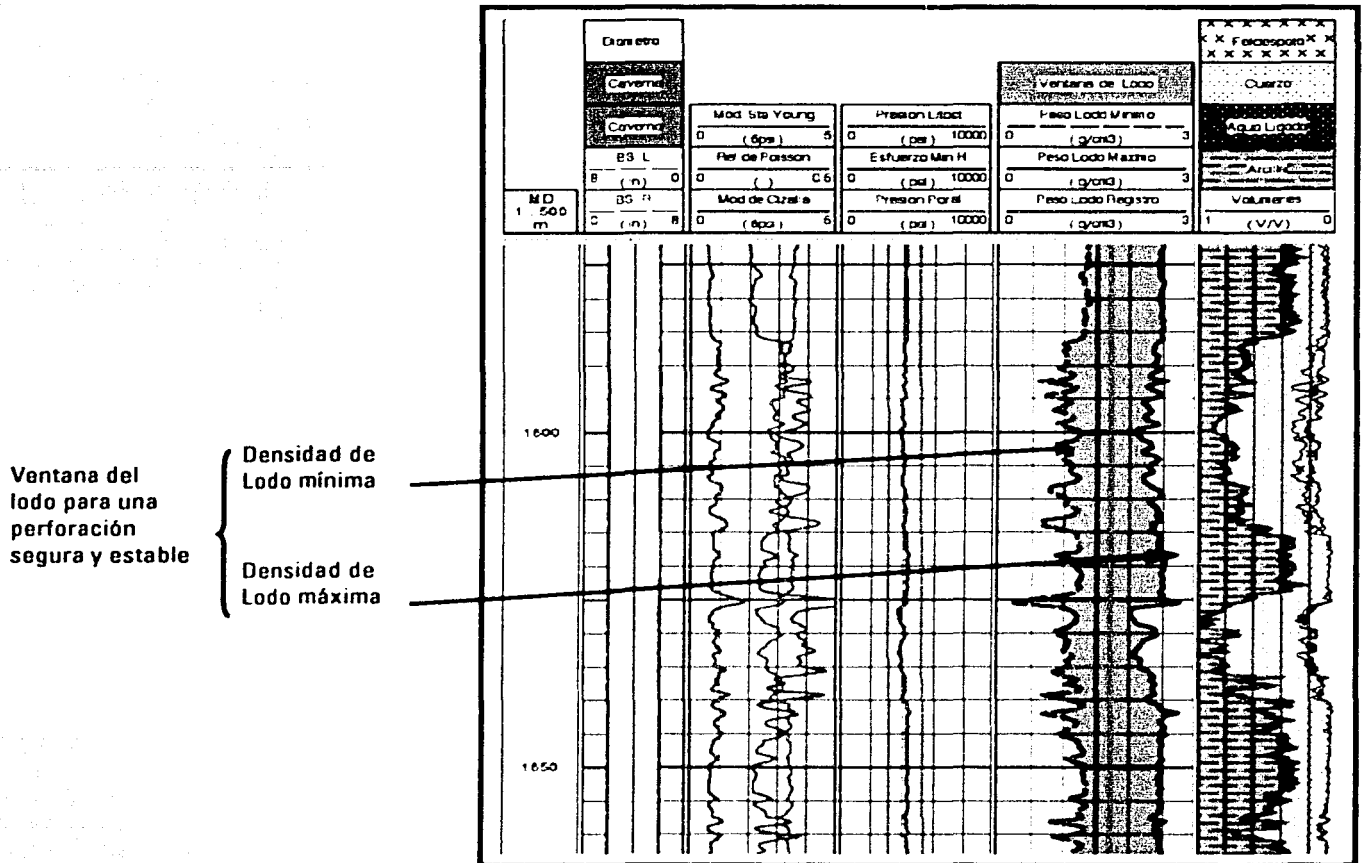
donde:

$$\gamma = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (\text{Ec. IV.17})$$

donde

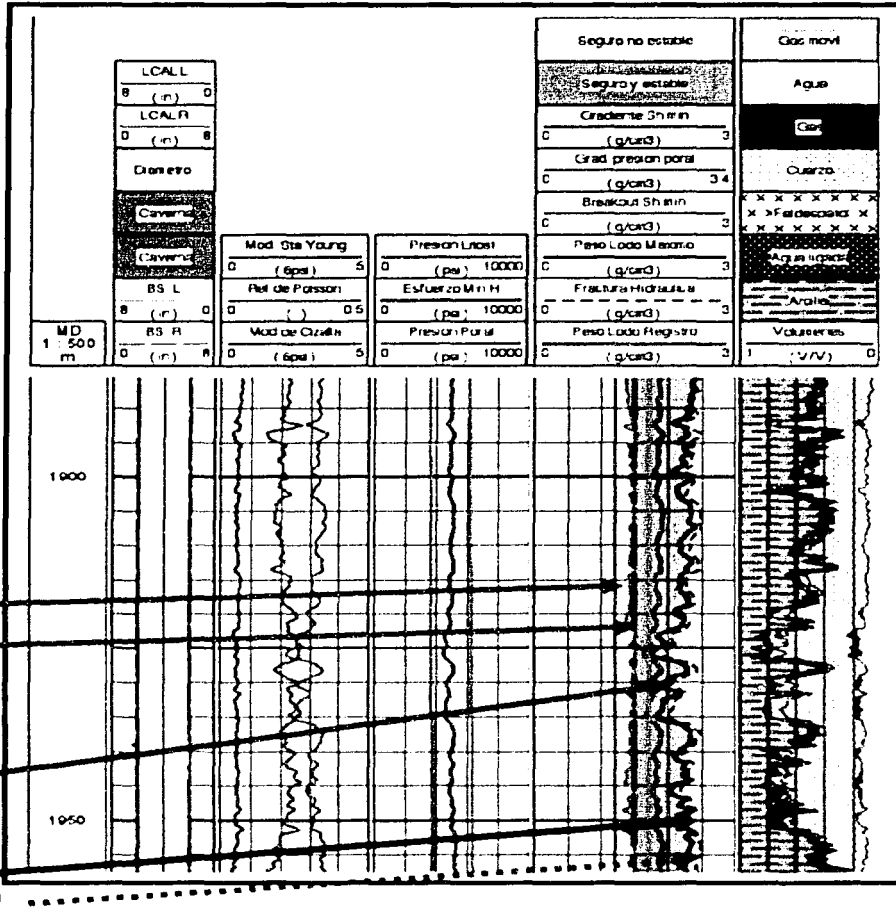
ϕ = ángulo de fricción interna

Fig. IV.8 Análisis de estabilidad para una roca de baja porosidad y de matriz terrígena.



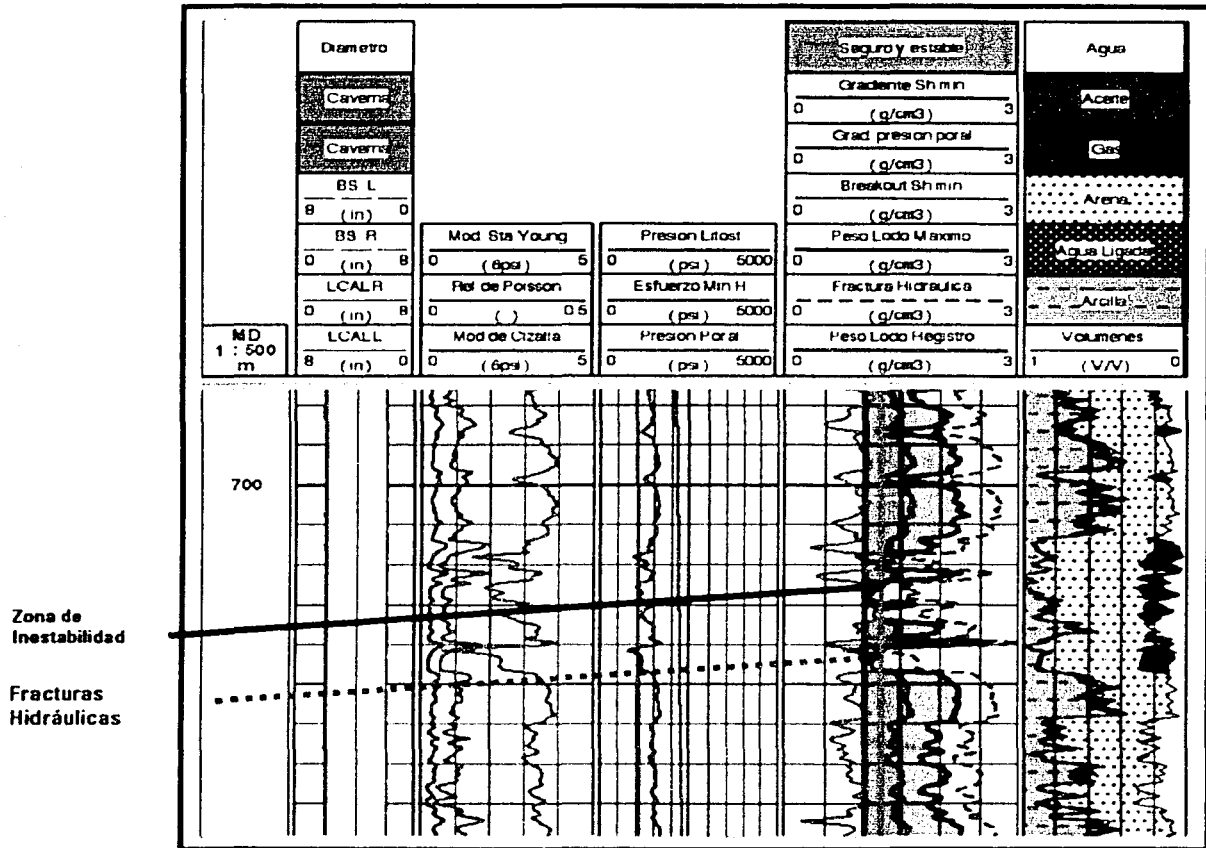
Descripción figura IV.8 De izquierda a derecha primer pista, perfil del pozo, siguiente pista diferentes constantes elásticas: Módulo de Young, Relación de Poisson y Módulo de Cizallamiento obtenidas determinadas en función de la densidad de la roca y parámetros acústicos. Siguiente pista Gradientes de Presion Poral, Esfuerzo Minimo Horizontal y Gradiente de Sobrecarga. Siguiente pista Envolvente de seguridad determinado por un peso de lodo máximo y mínimo. Última pista Análisis Volumétrico con evaluación petrofísica. Se puede observar que la densidad del lodo empleada en esa etapa (curva café continua) es óptima en esa etapa.

Fig. I V. 9 Ejemplo que muestra roca almacenadora de tipo siliciclástica cuya envolvente de seguridad del lodo y sus principales componentes, están descritas como sigue



Como se observa el peso del lodo empleado en esa etapa se encuentra en un término bastante aceptable tal que no sobrepasa el valor máximo de seguridad y a su vez no cae por debajo del peso del lodo mínimo propuesto por el análisis.

Fig. IV.10 Intervalo fracturado



En el análisis se observa que la densidad empleada en algunas zonas sobrepasa el peso máximo propuesto por la envolvente lo que provoca diversas zonas fracturadas dentro de la roca almacenadora provocando el desplazamiento de los fluidos originales de la formación.

Fig. IV.11 Analisis de estabilidad de pozo para una roca con matriz carbonatada

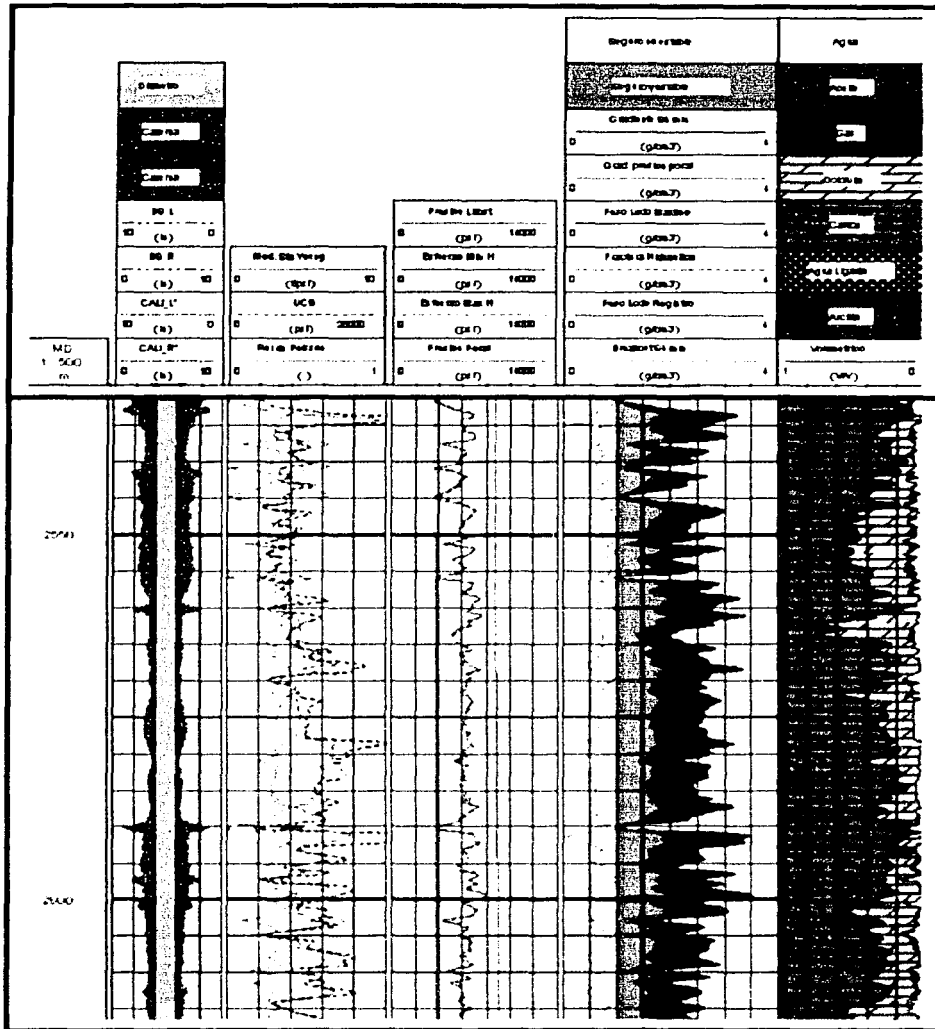


Fig. IV.11 Como se observa la densidad de lodo utilizada en esa etapa queda en la zona estable y segura del pozo. La zona azul denota una zona propensa a fracturar hidráulicamente cuyos parámetros quedan determinados por el esfuerzo horizontal mínimo, y el gradiente de fractura de la roca.

Fig. IV.12 En la siguiente figura se puede observar zonas de inestabilidad en la pared del pozo

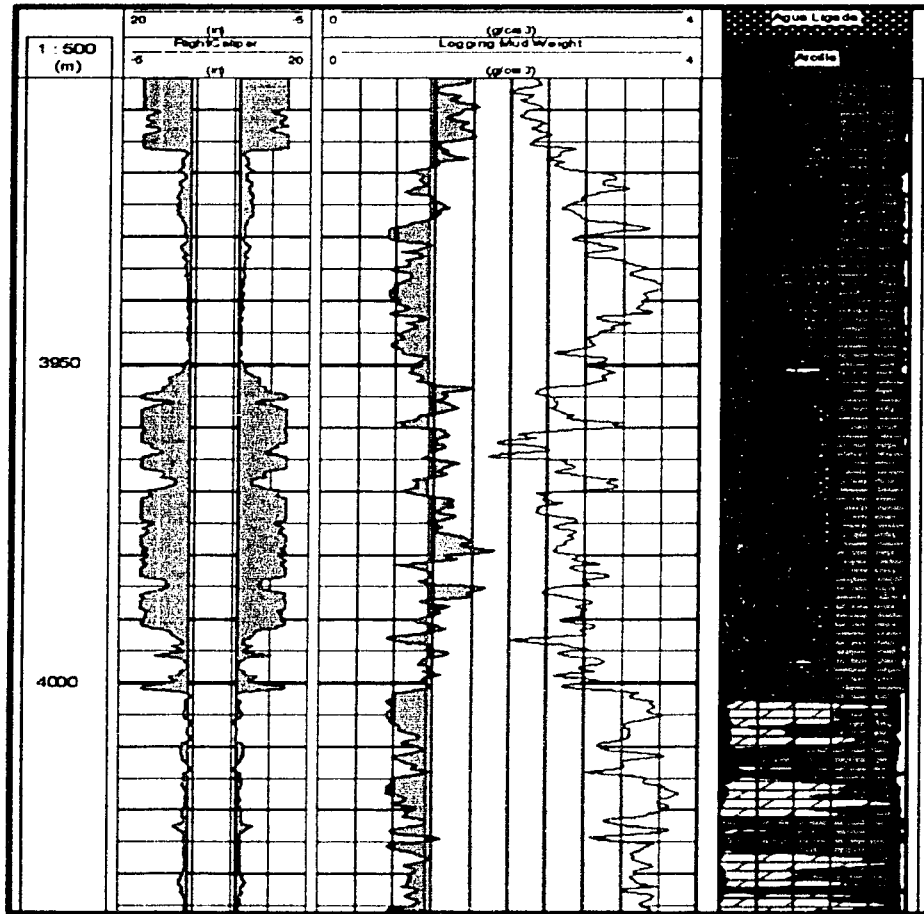


Fig. IV.12 Como se observa, las zonas de inestabilidad se presentan en zonas más débiles en la roca, en éste caso, intervalos dolomitizados y zonas con alto volumen de arcilla son zonas propensas a fallar hidráulicamente debido a la baja resistencia a la compresión

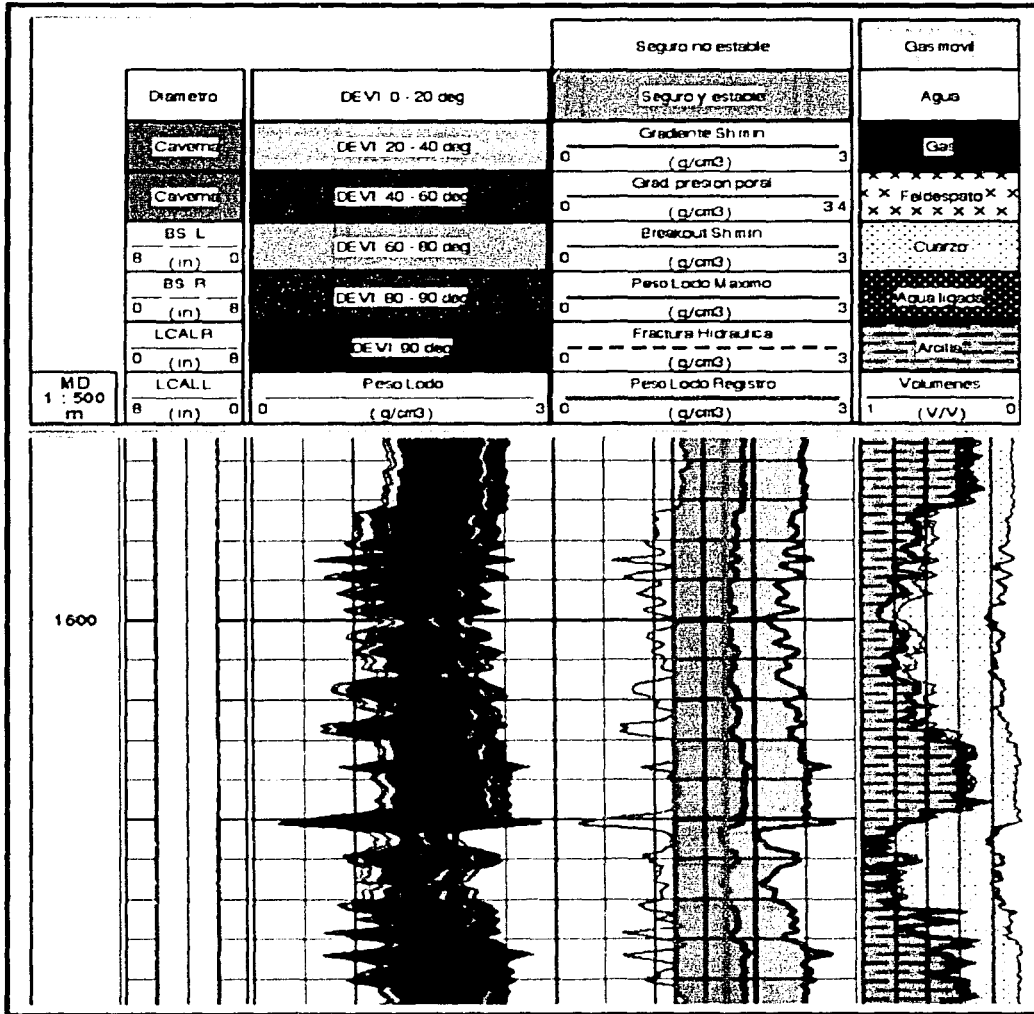


Fig. IV 13 Análisis de estabilidad de pozo que incluye una envolvente en función del grado de desviación del pozo. El rango de desviación analizado para este pozo varía de 0 a 90 grados. Como se observa a ángulos pequeños de desviación se tienen zonas críticas de estabilidad. Conforme la trayectoria del pozo está cercana a la vertical, la zona de estabilidad aumenta.

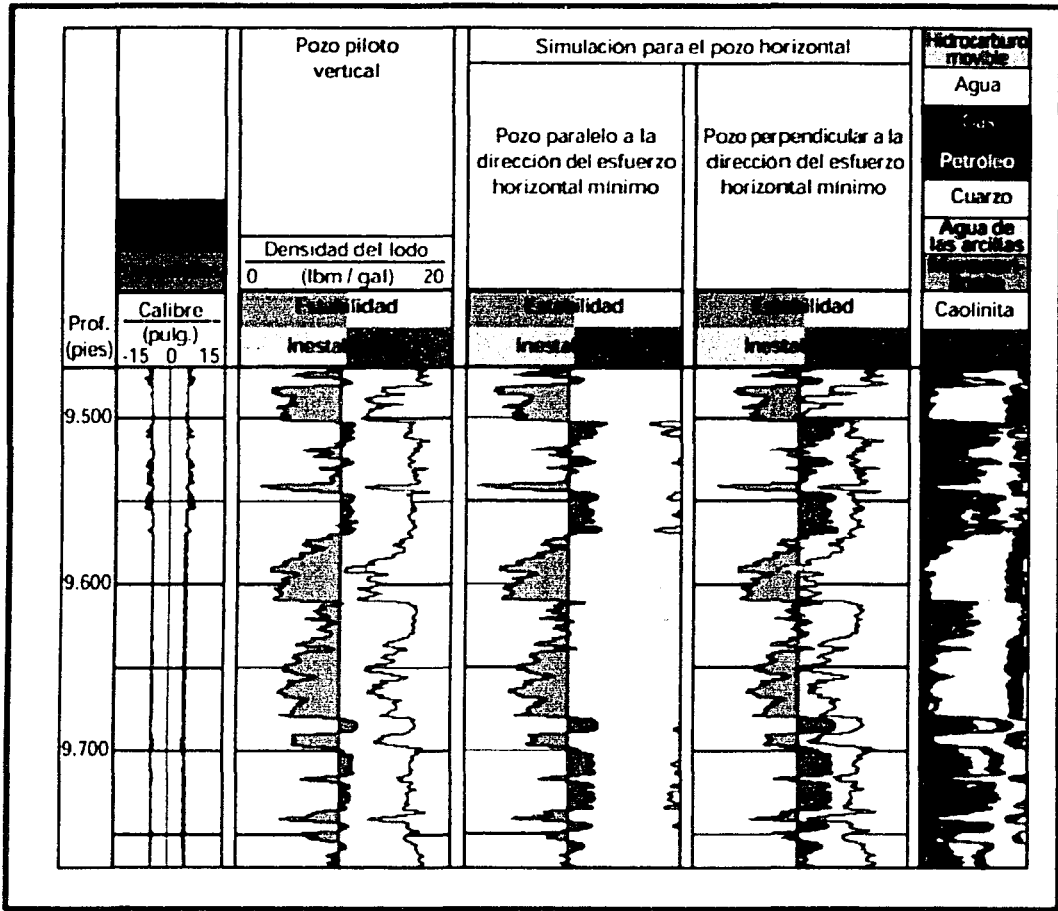


Fig. I V.14 El siguiente gráfico representa el análisis de estabilidad mostrando el grado de sensibilidad de la envolvente de seguridad del lodo para los diferentes planos del pozo. Cuando el pozo es paralelo al esfuerzo horizontal mínimo la envolvente de seguridad aumenta por arriba del peso del lodo máximo, mientras que para cuando el pozo es perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo la ventana del lodo se reduce aumentando las zonas de inestabilidad. Cuando la línea del peso del lodo está por debajo del peso del lodo mínimo se generan zonas de colapso, en éste caso zonas más arcillosas.

ANÁLISIS DE ARENAMIENTO.

El análisis de arenamiento es otra aplicación importante no convencional que involucra frentes acústicos generados por el DSI. Dicha aplicación consiste en determinar cual es la máxima diferencial de presión entre la presión de la formación y la presión hidrostática ejercida dentro del pozo. (Caída de presión o drawdown) que puede soportar la formación antes de fallar y producir con sedimentos. Este análisis se realiza en la zona de interés a probar y es posterior a la maniobra, al igual que en el análisis de estabilidad de pozo, se puede analizar el comportamiento de zonas de interés para determinar si tienen las condiciones apropiadas para ser explotadas en función de la presión diferencial entre la formación y el pozo.

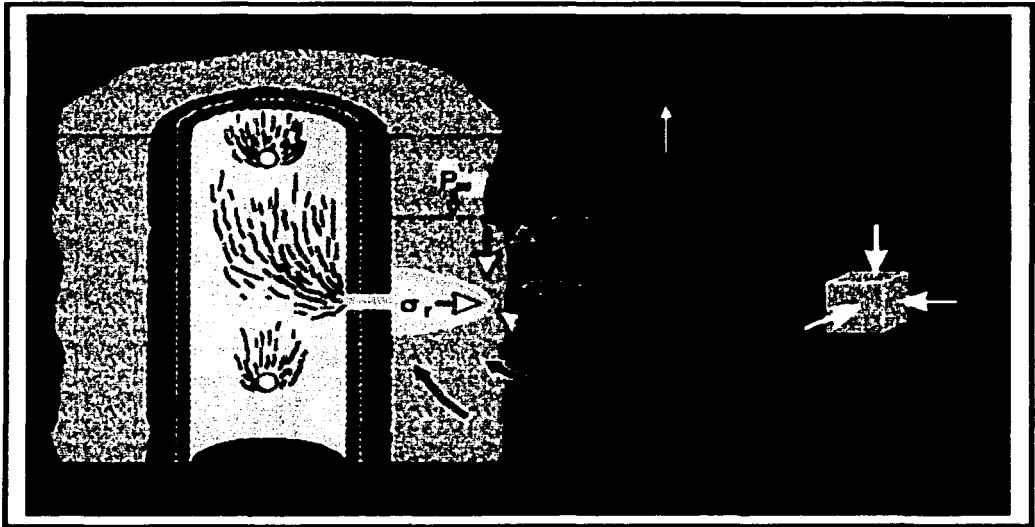


Fig. I V.15 Esquema que muestra el comportamiento del flujo de fluidos de la roca en función de los esfuerzos dominantes en el yacimiento. El σ_f se calcula en función de la presión hidrostática en el pozo y α que es la constante poroelástica de la roca σ_f corresponde a la presión de flujo cuyo comportamiento estará en función de las zonas de estabilidad dentro del pozo y que fueron obtenidas en el análisis de estabilidad previo. Por lo tanto se puede conocer las zonas de presión hidrostática crítica y también las zonas con presión crítica a la hora de producir el intervalo.

La Fig. I V.16 muestra un análisis de arenamiento realizado en un pozo productor de crudo. El objetivo fué determinar si el intervalo productor podía terminarse y producir sin tener la necesidad de realizar maniobras para controlar por arenamiento durante la producción. Primero se obtuvieron las propiedades mecánicas de la roca y se determinó una envolvente máxima de seguridad para la caída de presión crítica en el intervalo productor. Se requirió de los **arribos compresionales** Y de **cizallamiento** generados con el **DSI**, así como el resto de los registros a pozo abierto, datos de gradiente de formación y gradiente de fractura. Los resultados del análisis de arenamiento indicaron que el intervalo de interés no debería de fallar bajo una caída de presión crítica por lo que las maniobras de perforación y producción fueron óptimas bajo esa predicción a diferencia del intervalo inferior debido a la poca resistencia de la roca para soportar dichos esfuerzos. Para el intervalo probado los rangos de resistencia de la roca estaban por encima de las 4000 lbs, a diferencia de la arena inferior cuya resistencia andaba del orden de las 2000 lbs de presión máxima.

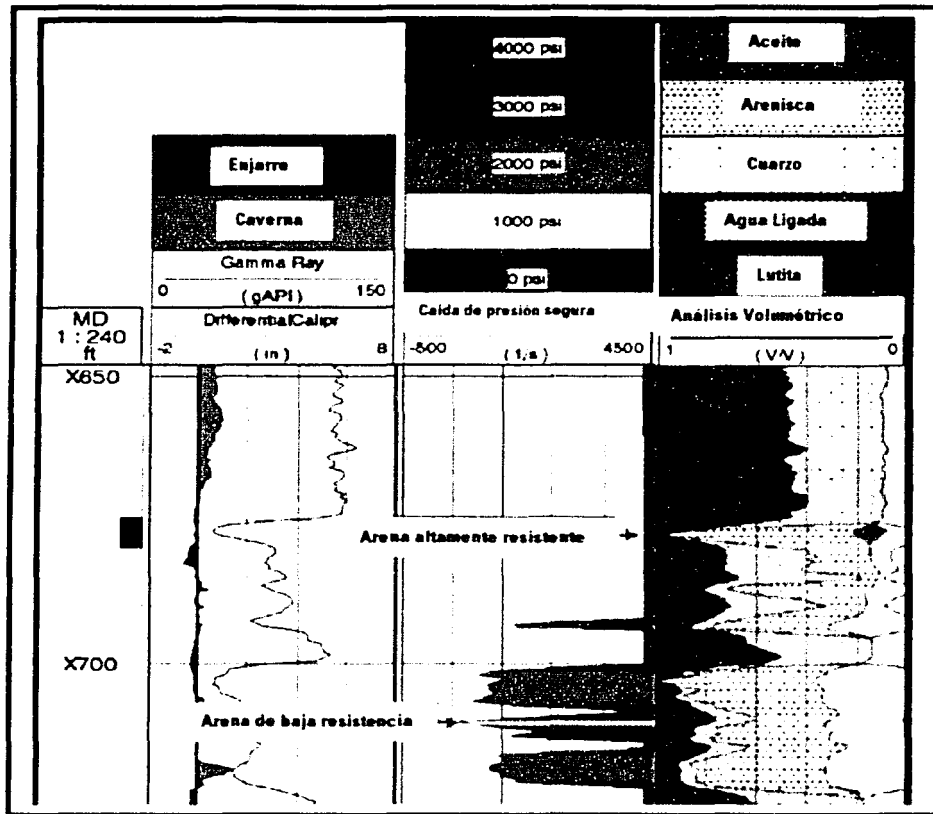


Fig. I V.16 Análisis de arenamiento para roca almacenadora de aceite

ANÁLISIS EN EL CRECIMIENTO DE FRACTURAS HIDRÁULICAS.

En el análisis de las propiedades mecánicas de la roca, el análisis del crecimiento de las fracturas nos ayuda a determinar la dirección del crecimiento vertical de las mismas en maniobras de fracturamiento hidráulico inducido, una vez que se requiere disparar algún intervalo de interés o en procedimientos de estimulación. Para esto se requiere conocer algunos parámetros involucrados.

Presión de Fracturamiento:

Es la presión necesaria para fracturar una roca en función de:

- El esfuerzo horizontal mínimo (σ_x)
- El esfuerzo horizontal máximo (σ_y)
- La presión poral (P_p)
- La constante de Poroelasticidad (α)
- La resistencia a la deformación por tensión. (T_o)

Estos parámetros definen la presión de fractura mediante la siguiente ecuación:

$$P_f = 3\sigma_x - \sigma_y - \alpha P_p + T_o \quad (\text{Ec. IV.18})$$

Presión de Reapertura (P_r)

La presión de reapertura se define como la presión necesaria para reabrir una fractura cuando el esfuerzo tensional (T_o) es igual a cero. En zonas naturalmente fracturadas, si el intervalo seleccionado para el fracturamiento esta intersectado por estas fracturas, la resistencia al esfuerzo tensional (T_o) será despreciable. En tal caso, la presión de reapertura (P_r) será muy similar a la presión de fractura (P_f)

$$P_r = 3\sigma_x - \sigma_y - P_p \quad (\text{Ec. IV.19})$$

Presión de propagación (P_{pr})

La Presión de Propagación de las fracturas (P_{pr}) es inferior a la presión de reapertura, pero debe exceder al esfuerzo horizontal mínimo (σ_x). Esta presión de propagación (P_{pr}) es función del esfuerzo horizontal mínimo (σ_x) que exista en el área, el intervalo de bombeo, las características del fluido fracturante, la presencia de microfracturas y la permeabilidad efectiva de la roca.

Altura de la Fractura:

La predicción de la geometría de la fractura es una parte integral del diseño de un fracturamiento hidráulico. Existe en la literatura una gran cantidad de modelos numéricos que intentan predecir la extensión lateral o longitud de las fracturas. Parte del análisis incluido en las propiedades mecánicas, puede identificar zonas o barreras de contención de fracturas. Conociendo la ubicación de estas zonas o barreras se puede determinar cual será la altura máxima que podrá tener la fractura.

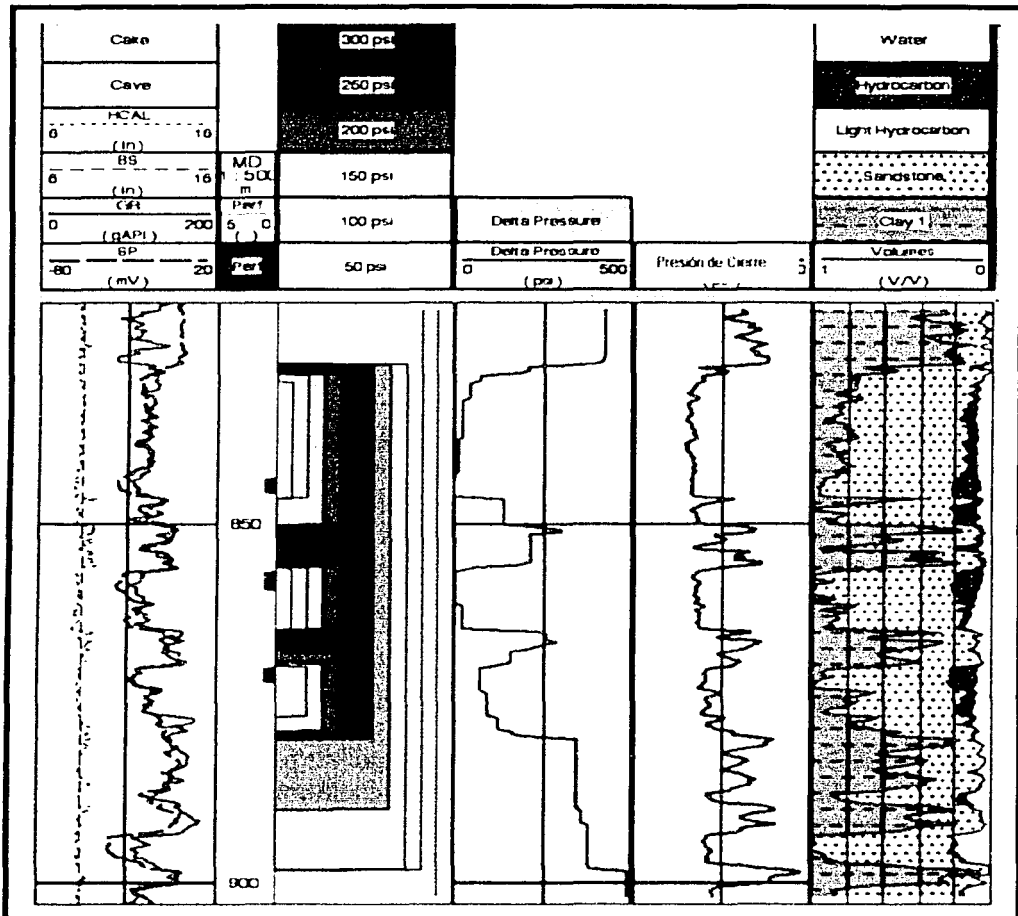


Fig IV 17 Estimación de la dirección preferencial del crecimiento de la fractura hidráulica. Como se observa la roca cederá por arriba de las 350 libras de presión diferencial.

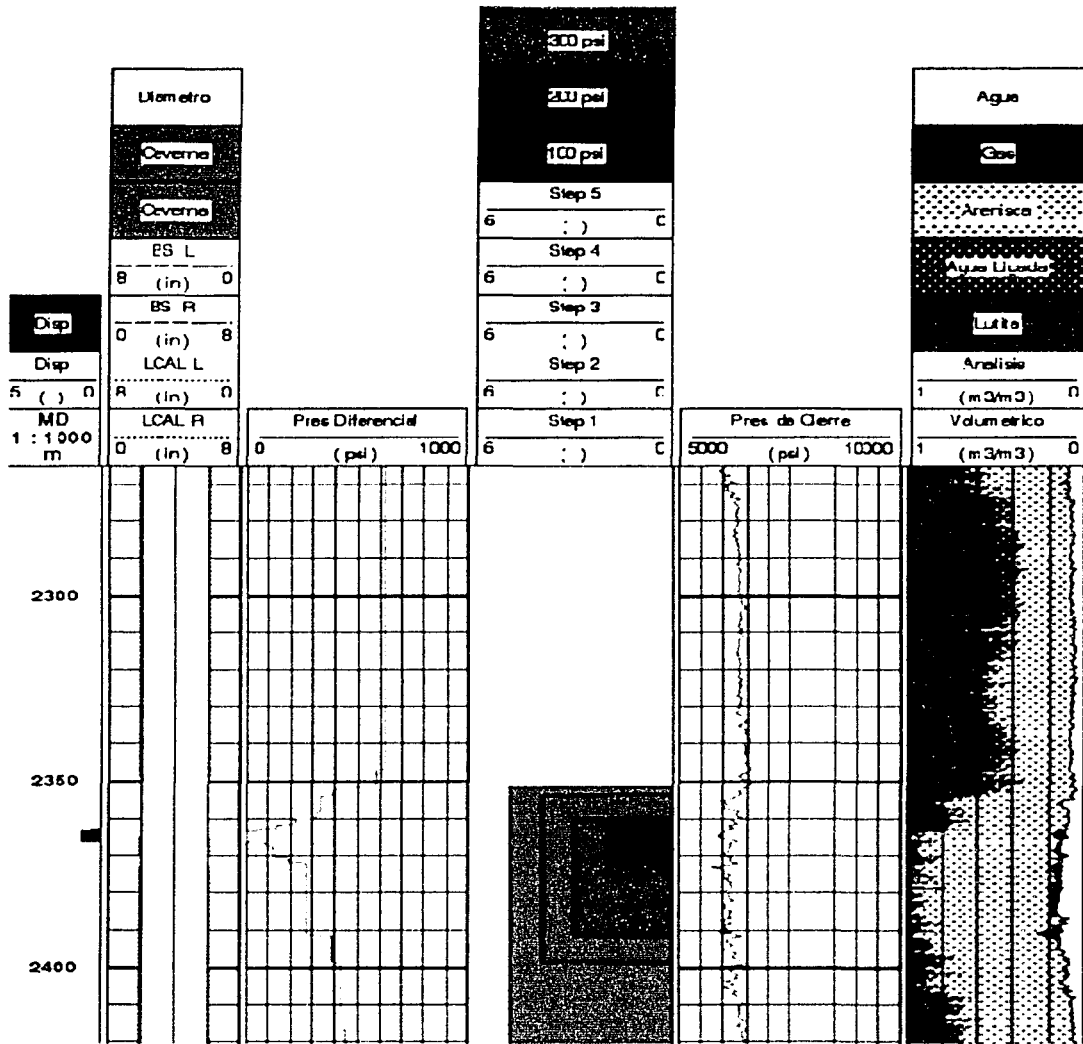


Fig. 1 V 18 Crecimiento vertical de una fractura en intervalo productor de gas. La dirección preferencial es opuesta al gradiente de sobrecarga. Los parámetros calculados por el análisis de fracturamiento hidráulico, denotan la rigidez o resistencia de la roca, esperándose por lo tanto distintos comportamientos bajo la variación de la diferencial de presión. A medida que se incrementa la diferencial de presión (a partir de las 300 lbs) la dirección preferencial del crecimiento de la fractura será en la dirección opuesta al esfuerzo vertical máximo. Nótese que la arcilla sirve como barrera de contención a la fractura.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ANISOTROPÍA.⁸

La variación de las propiedades de un material en función de la dirección en que se midan se le conoce como sistema **anisotrópico** o anisótropo. En el campo de estudio de la ingeniería petrolera, la anisotropía es definida como la variación de las propiedades in situ de la roca en todas direcciones. Muchas veces por falta de información o para efectos prácticos, diversos sistemas roca-fluido se consideran **isotrópicos** o isotropos, esto es, que dichas propiedades son iguales tanto en sentido vertical como horizontal. La anisotropía es también función de la escala en que se efectúa la medición. Una roca puede ser isotrópica cuando se le analiza a escala microscópica, las variaciones cristalográficas y granulométricas pueden ser mínimas, y ser anisotrópica cuando se le mide a una escala que permite observar sus variaciones estratigráficas y litológicas y de nuevo ser isotrópica cuando se compara macroscópicamente en un campo o una sección sísmica.

En estudios de geofísica la anisotropía es un parámetro importante que involucra la variación de los frentes acústicos, así como la polarización de la onda S dependiendo de las características y planos de esfuerzos predominantes en un sistema. En estudios petrofísicos y geomecánicos la anisotropía es importante para definir la variación de las propiedades en los fluidos y los minerales contenidos en la formación, la deformación en la roca provocada por los esfuerzos inherentes, así como la variación de la permeabilidad intrínseca para la optimización de la producción. Los factores que determinan la variación de las propiedades de la roca pueden ser innumerables y básicamente van desde sus propiedades físicas como lo es la mineralogía, tamaño, composición, grado de empacamiento, hasta la disposición o tipo de sedimentación la cual a su vez puede estar afectada por efectos tectónicos o inducidos.

Durante mucho tiempo se asumió que el comportamiento en la propagación de ondas era la misma en todas direcciones, esto es, que la velocidad acústica en cualquiera de sus componentes era isotrópica. Esto solo fue una consideración ideal, ya que la disposición y ordenamiento de los granos de la roca, así como la generación de eventos como fisuras o fracturas están alineados y conformados de diferentes formas y en diferentes direcciones. Recientes estudios en la adquisición y procesamiento de formas de onda actualmente tratan de no descartar la variación de las propiedades intrínsecas de la roca. Se han diseñado técnicas, que desde la adquisición pueden revelar el grado de anisotropía empleando tecnología ultrasónica, sónica o sísmica. A partir del análisis de anisotropía acústica, se puede estimar la dirección de los planos de esfuerzos principales.

8

⁸ Referencia teórica de esta aplicación. DSI Oilfield Review Spring 98', publicación interna de Schlumberger.

Características y tipos de anisotropía.

Existen dos tipos de alineamiento en los materiales en el subsuelo: Secuencias cuya disposición es horizontalmente y secuencias verticales opuestas a la anterior, de las cuales se puede hacer una diferenciación para el tipo de anisotropía. Para poder conceptuar mejor la idea, dos modelos convenientes se describen a continuación. En un primer modelo horizontal o de capas las propiedades elásticas variarán en sentido vertical, de capa a capa pero no horizontalmente. Este tipo de material es denominado **sistema transversalmente isotrópico con un eje vertical de**

simetría (TIV). Para detectar y cuantificar este tipo de anisotropía para efectos de correlación la tecnología de tipo acústico juega un papel importante.

Fig. I V.19 Sistema transversalmente isotrópico con un eje vertical de simetría

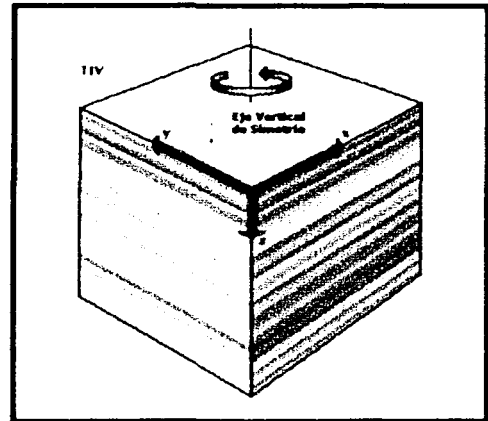
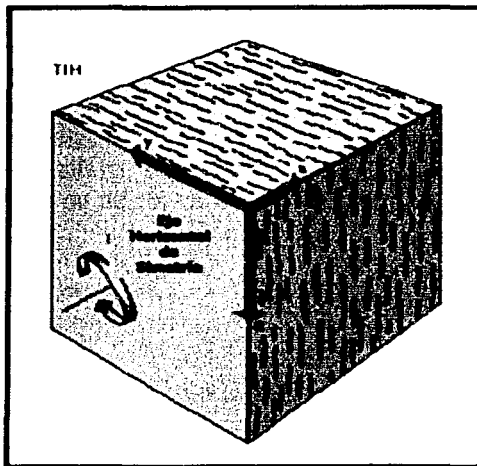


Fig. I V.20 Sistema transversalmente isotrópico con un eje horizontal de simetría



El segundo caso corresponde a un material con zonas débiles dispuestas en forma vertical como lo son algunas fisuras o fracturas debidas a los esfuerzos horizontales. Las propiedades elásticas varían en dirección transversal a las fracturas, pero no a lo largo del plano de fractura. A este tipo de material se le denomina: **isotrópico con un eje de simetría horizontal (TIH)**.

Las ondas acústicas viajan a lo largo del plano de fractura y generalmente esto es más rápido que cuando una onda acústica viaja transversalmente a la fractura. Para identificar y medir este tipo de anisotropía requerimos datos de las fuerzas que actúan in situ, así como la densidad y orientación de las fracturas. Estos parámetros son importantes para el diseño de una fractura hidráulica como se vio anteriormente y para entender la variación anisotrópica de la permeabilidad.

Casos más complejos con sistemas de fracturas en todas direcciones requieren de un análisis a detalle del grado de anisotropía local. Identificando estos tipos de anisotropía se podrá entender como las ondas acústicas son afectadas por este fenómeno. Las ondas acústicas dependiendo de estas condiciones generan 3 tipos de propagación en formaciones anisotrópicas las cuales representan el movimiento relativo de las partículas en cualquier material.

En un medio isotrópico las ondas compresionales tienen un movimiento en dirección paralela a la propagación de las partículas (visto en el capítulo I), mientras que la onda de cizallamiento polarizada se propaga en forma perpendicular a éste plano. En un medio fluido, solo las ondas compresionales se pueden propagar, mientras que en un medio sólido con propiedades elásticas definidas tanto la onda P como la onda S estarán presentes. Cuando las ondas acústicas viajan en un medio anisotrópico éstas generalmente viajan más rápido cuando el movimiento de la partícula está alineado en dirección de la rigidez del material.

Para las ondas P, la dirección del movimiento de las partículas y la dirección de propagación acústica serán casi iguales, pero cuando la onda S viaja en el mismo medio anisotrópico el movimiento de las partículas se polarizará con la dureza del material, generando dos componentes una rápida y una lenta. Dichas ondas polarizadas tendrán un arribo diferente una de la otra y corresponderán respectivamente a la componente de velocidad lenta y otra una componente de velocidad rápida. Éste fenómeno es denominado splitting o birrefringencia de la onda de cizallamiento. La birrefringencia ocurre cuando la onda de cizalla viaja horizontalmente a través de las diferentes capas (TIV) o verticalmente a través de un medio fracturado (TIH).

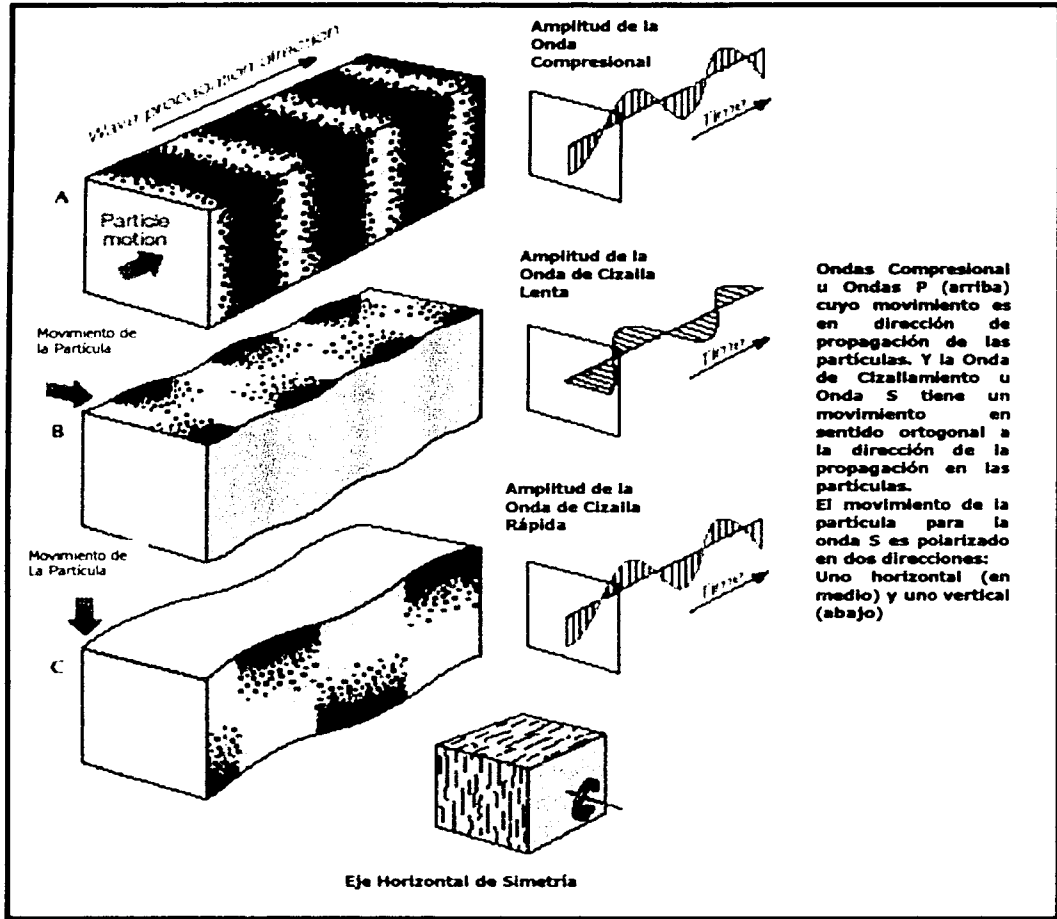


Fig. I V.21 Dirección de propagación de las diferentes componentes acústicas como función del movimiento de las partículas

El efecto de polarización de la onda de cizallamiento puede ser provocado por diferentes eventos en la roca entre los que destacan:

- Laminaciones
- Desbalance en las fuerzas que actúan en la roca
- Sistemas de fracturas naturales.
- Fracturas inducidas en maniobras operativas.

La separación de la onda de cizallamiento viajando en una formación anisotrópica a diferentes velocidades a lo largo de la dirección de anisotropía de la roca, puede provocarse por fracturas verticales o una serie de microfrazuras presentando eventos a lo largo del eje "Y" generando una onda de cizallamiento rápida con una componente de longitud de onda que será polarizada a lo largo de la dirección del plano de fractura y a lo largo del pozo (Eje Z). Cuando la onda de cizallamiento se separa el resultado es la obtención de la dirección de los esfuerzos donde el eje Y corresponde a la dirección del esfuerzo máximo y el eje X corresponde al esfuerzo mínimo. Los transmisores dipolares de la herramienta DSI y los pares de receptores alineados en direcciones ortogonales tienen la capacidad de medir las componentes de la onda de cizallamiento en cualquier dirección en un plano perpendicular al eje del pozo. La medición involucra el grabado de las formas de onda en direcciones paralelas y normales a cada dirección a lo largo del "Eje X" y "Eje Y" de la herramienta.

Mediante un modo de adquisición especial denominado BCR (Both Cross Receiver) o dipolo cruzado.

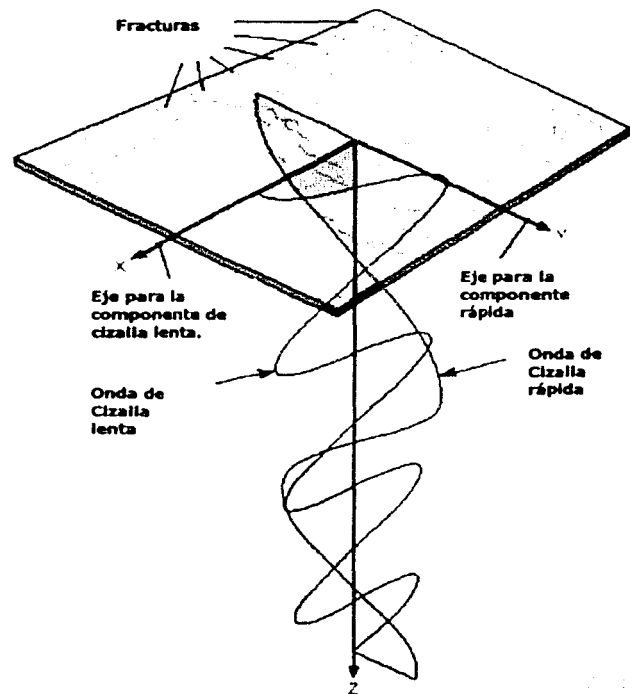


Fig. IV.22 Polarización de la onda de cizalla en un plano X,Y,Z

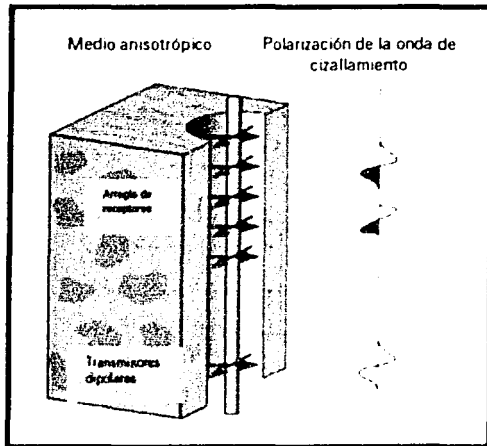


Fig 1 V.23 muestra componentes de cizalla lentas y rápidas generadas por los dipolos del DSI.

Cuatro sets de formas de onda son grabados a cada profundidad y nivel de los receptores. Estas mediciones son identificadas como XX, XY, YX y YY. Posteriormente las velocidades de la componente de cizalla rápida y lenta son identificadas por el procesamiento STC las cuales estarán disponibles con sus correspondientes componentes rotadas. De dicho procesamiento se obtienen tres mediciones de anisotropía: **anisotropía en energía, anisotropía en tiempo de tránsito y anisotropía en tiempo.**

La anisotropía en tiempo de tránsito, es la diferencia que existe entre el tiempo de tránsito de la componente lenta y la componente rápida calculado por las formas rotadas, obtenidas del procesamiento STC (capítulo II) las cuales son el resultado de la medición de la anisotropía representada en tiempo de tránsito la cual tiene la mejor resolución vertical aproximadamente cerca de tres pies, casi 1 m que equivale al tamaño del arreglo de receptores, lo que puede ser comparado con mediciones de tiempo de tránsito en núcleos o trabajos de sísmica.

La anisotropía en tiempo es la diferencia en tiempo de arribo que existe entre una componente lenta y rápida de cizallamiento hasta los receptores. Ésta es obtenida de la correlación cruzada de cada arribo con respecto a cada receptor. Los tiempos generados a cada receptor son promediados los cuales posteriormente serán divididos por el promedio de los tiempos de ambas componentes la rápida y la lenta para poder obtener una diferencia en porcentaje. El tiempo de viaje es empleado como indicador de anisotropía y es bastante cuantitativo y robusto el cual tiene una resolución vertical de 13 pies o 4 m. Los tiempos de tránsito y de viaje son buenos indicadores de anisotropía en formaciones con capas homogéneas con espesores alrededor de 13 pies.

La anisotropía en energía es la componente transversal de las formas de onda y que representa el porcentaje en energía de las cuatro componentes. Dos curvas son obtenidas de las formas de onda: una energía transversal mínima y máxima. La energía cruzada mínima es la energía en la componente cruzada cuando la herramienta mide sobre el eje alineado con el eje anisotrópico de la formación. Cuando la energía transversal mínima lee cero es el grado de deformación. La anisotropía en energía es una medición de ambos tiempos de tránsito así como de la diferencia de amplitudes de la componente lenta y rápida de cizallamiento. Las grandes diferencias entre valores máximos y mínimos, sobretodo cuando la energía mínima es lenta indica zonas con valores significativos de anisotropía.

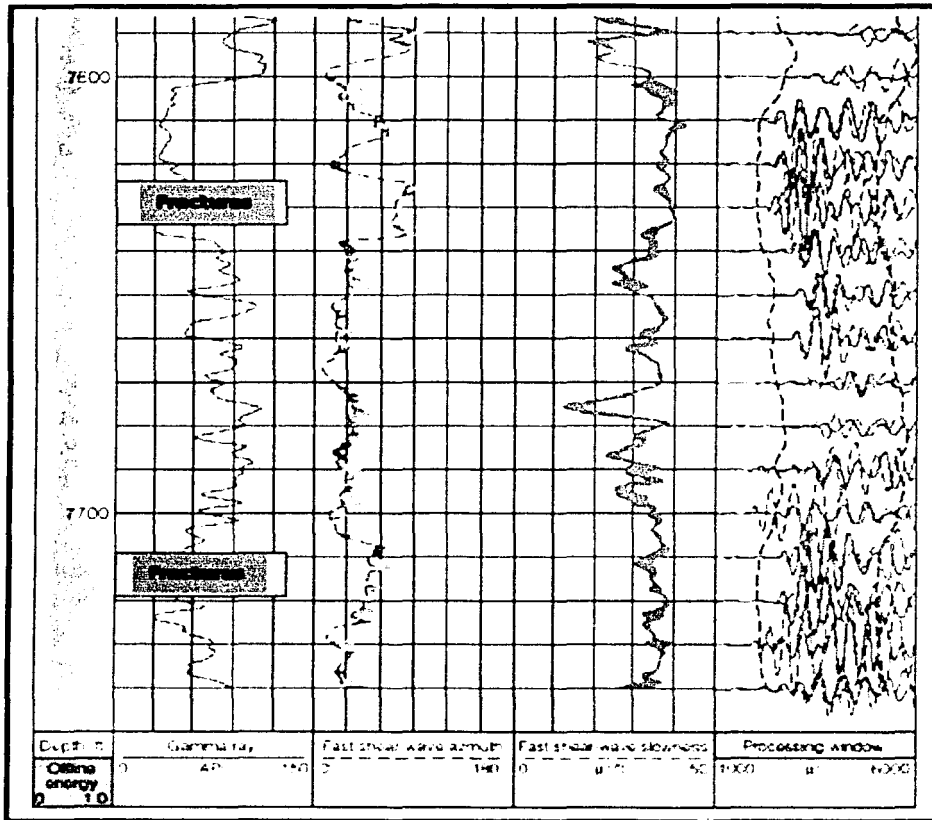


Fig. IV 24 Separación de la Onda de Cizalla en pozo revestido. La diferencial de energía medida por el DSI, en la pista de profundidad se observa las zonas con alta anisotropía provocada por fracturas. La diferencia en las componentes de amplitud de las dos ondas de cizalla (pista 5) se incrementa en zonas fracturadas.

Principales beneficios en el análisis de la anisotropía:

- Identificación de fracturas naturales e inducidas como aplicación en la optimación de la producción.
- Determinación de la dirección de los esfuerzos principales para maniobras de fracturamiento hidráulico y estudios de geomecánica.
- Análisis de anisotropía para aplicaciones sísmicas.

Uso de la anisotropía para la optimización de la producción.

En la ingeniería de yacimientos petroleros, para optimar en la producción hidrocarburos de forma eficiente se requiere conocer la dirección de los esfuerzos principales en la roca, conocer el tectonismo local dominante y sobre todo analizar que tipo de sistema anisotrópico posee la roca. Variaciones en la permeabilidad y problemas de arenamiento pueden ser fenómenos que se presentan con frecuencia durante la etapa de producción o durante maniobras de estimulación. Como anteriormente se vió, el estado de los esfuerzos en la roca provocan una deformación inminente en la vecindad del pozo con la formación. La orientación de las fracturas inducidas y naturales son consideración importante para el manejo de los yacimientos ya que muchos de éstos producen por sistemas cuya única fuente potencial es la presencia de eventos fracturados, interconectados y sobre todo con planos preferenciales dispuestos al área de drene.

Para poder producir mediante fracturas en formaciones con características de baja permeabilidad, se requiere analizar los patrones de drene adecuados. La optimación del radio de drene dependerá de la correcta ubicación de los pozos. La dirección de los esfuerzos es especialmente importante cuando se fracturan pozos en el cual el control de la orientación de la fractura con respecto al pozo es importante. Desde que las mediciones de anisotropía por cizalla son más sensibles a la orientación de las fracturas estas proporcionan direcciones útiles para la determinación de la trayectoria óptima de perforación.

Aun en formaciones inconsolidadas donde las mediciones sónicas son difíciles, la medición por cizalla de la anisotropía es una práctica recomendada en ingeniería de yacimientos para la planeación de operaciones de fracturamiento. Una vez que se tiene determinado el objetivo a probar y la dirección de los esfuerzos, se orientan los disparos usando un desfase de 180 grados la cual puede optimizar el tratamiento de fractura así como minimizar el número de perforaciones inapropiadas que provoquen problemas de arenamiento. En suma, el uso de perforaciones desfasadas 180 grados alineadas normales a la dirección del esfuerzo mínimo horizontal, ayudará a minimizar la tortuosidad durante la producción o después de fracturar.

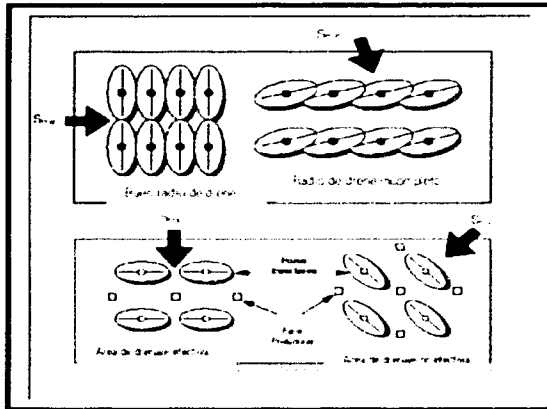


Fig. IV 25 determinación del azimuth y geometría de la fractura. El considerar un análisis apropiado de la anisotropía así como la dirección de los esfuerzos máximos y mínimos en la formación, permite la buena selección de zonas que permitan un radio de drenaje óptimo y sin riesgos de arenamiento o colapsos

Para maniobras de recuperación mejorada la selección de la orientación de las fracturas para la localización de los pozos inyectoros.

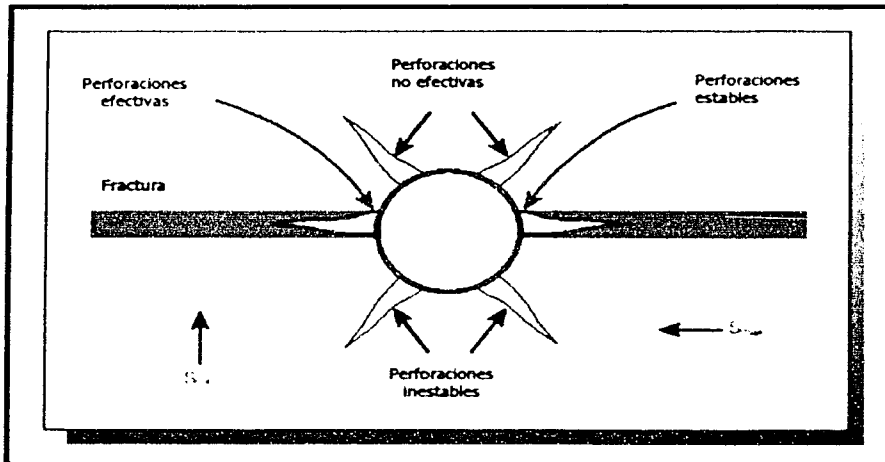


Fig. IV 26 Perforaciones orientadas para el control de arenamiento. En el control de arenamiento las perforaciones desfasadas 180 grados aseguran que el disparo se conecta con la fractura en forma apropiada. Este procedimiento elimina las perforaciones sin conectar que producen arenamiento durante la producción. El uso de los disparos orientados en forma perpendicular al plano de esfuerzo mínimo es de gran ayuda en procedimientos de fracturamiento porque estas minimizan eventos de colapso que genera la tortuosidad o reducción de la permeabilidad

ESTIMACIÓN DE LA PERMEABILIDAD.⁹

La Ingeniería de Yacimientos necesita una medición continua de la permeabilidad para optimizar la producción en forma efectiva. La onda stoneley del pozo como vio anteriormente, muestra una gran sensibilidad a la movilidad de los fluidos la cual es función directa de la permeabilidad y la viscosidad. Algunas aplicaciones de la permeabilidad:

1. Optimización de producción.
2. Predicción de la producción y planeamiento para maximizar la recuperación de hidrocarburos.
3. Definición de los patrones de drene. Entre otras.

La permeabilidad sin embargo es una de las mediciones más difíciles de obtener en la roca. Las mediciones directas únicamente nos proporcionan puntos con valores discretos en ciertas zonas, tal es el caso de los probadores de formación, mediciones realizadas en núcleos de pared o de fondo. Existen diversas técnicas que permiten una estimación de la permeabilidad de forma indirecta como es el caso de los registros de tipo acústico o técnicas especiales como el análisis de perfiles de invasión de forma cualitativa para estimar la permeabilidad.

La onda stoneley es la única técnica que proporciona continuamente una medición directa de la permeabilidad a lo largo del pozo. Sin embargo, el principio físico de la medición tiene muy poco tiempo desarrollado por lo que la obtención de la permeabilidad a partir de la onda stoneley requiere de algunos parámetros que permitan la calibración de la información. A bajas frecuencias la onda stoneley se comporta como una onda de tubo y se propaga en forma de pistón esto es a compresión del fluido en la interface pozo-formación.

Cuando ésta atraviesa una zona permeable o fracturas permeables, cierto desplazamiento del fluido ocurre entre el pozo y la formación, provocando una pérdida de energía, atenuación y disminución de la velocidad de la onda stoneley. Las fracturas y zonas permeables tienen diferentes características que afectan a la onda stoneley de diversas formas. En el caso de fracturas permeables se presenta un contraste en la impedancia acústica lo que provoca ciertas reflexiones de la onda stoneley que aparecen como patrones atenuados en la envolvente de amplitud. El análisis de la onda Stoneley puede aplicarse en la estimación de la permeabilidad tanto en yacimientos naturalmente fracturados o donde la distribución de la permeabilidad es debida al espacio poral.

9

⁹ Referencia teórica de esta aplicación: Quantitative Formation Permeability Evaluation from Stoneley Waves, Alain Brie, Takeshi Endo, David E. Johnson, Fuchinobe Japan, SPWLA 1999

Para el análisis de la onda stoneley cabe mencionar que el parámetro medido por esta misma no es exactamente la permeabilidad de la formación, pero si la movilidad de los fluidos presentes en la roca y en función de ésta se estima la permeabilidad. Existen diversas formas para evaluar la permeabilidad a partir de la onda stoneley. En 1974 se desarrollaron las primeras mediciones de permeabilidad con dicha componente. Posteriormente diez años después se desarrolló una correlación que relacionaba la atenuación de la onda stoneley y la movilidad de un fluido. Siguiendo la misma idea muchos interpretes de registros trataron de desarrollar correlaciones empíricas entre la energía de la onda stoneley y la permeabilidad, pero el análisis requería de una serie de calibraciones complejas.

Posteriormente se desarrollaron modelos teóricos sobre la teoría biot-poroelástica comparando con experimentos de laboratorio se generó la validación de esos modelos. Basado en esos modelos un algoritmo simplificado fué desarrollado para estimar la permeabilidad a partir de la diferencia entre el tiempo de tránsito stoneley medido a cierta frecuencia y el tiempo de tránsito calculado usando puramente un modelo elástico de la formación sin considerar la permeabilidad. Este método denominado "Técnica $S - S_e$ " la cual es usada en la actualidad, esta técnica genera indicaciones en rocas rápidas pero en ocasiones no es tan favorable en rocas lentas.

En 1984 se propuso una simplificación del modelo de Biot Rosebaum y se desarrolló "La técnica de inversión para la amplitud de la onda stoneley". Posteriormente se estudió el efecto de la presencia de la herramienta en el pozo para contrarrestar sus efectos en la medición de la movilidad además de generar una técnica simple para extraer un indicador de permeabilidad a partir de la variación de la atenuación de la componente stoneley con la frecuencia.

Se han desarrollado metodologías que analizan el comportamiento stoneley considerando la presencia de enjarre en la interface pozo-formación. El enjarre reduce la comunicación entre el pozo y la formación por lo que debe ser cuantificada de forma óptima. Una solución a esto fué propuesta en la teoría Biot Poro-elástica la cual incluye el efecto del enjarre considerandola como una membrana de tipo elástica. Este modelo se desarrolló con un programa denominado PORELAS el cual calcula la propagación y las características de la onda stoneley como función de su frecuencia. La técnica de inversión multifrecuencia es usada en el modelo actual y ésta no requiere de mediciones externas para calibrar.

El modelo consiste en caracterizar los parámetros más importantes que determinan el comportamiento de la onda stoneley. Uno de éstos es el enjarre el cual será una capa elástica y flexible situada entre el pozo y la formación con propiedades bien definidas. Las propiedades de la roca son caracterizadas usando la teoría Biot, donde una onda de presión oscilatoria en el pozo provoca cierto flujo dentro y fuera el medio poroso. Esto contribuye a la atenuación y dispersión de la onda stoneley. La flexibilidad del enjarre es considerada en el análisis como una membrana de cierto grosor sobre la pared del pozo que posee cierta flexibilidad dentro y fuera del espacio poroso. Este mecanismo reduce pero no elimina el efecto de la permeabilidad de la formación sobre la onda stoneley.

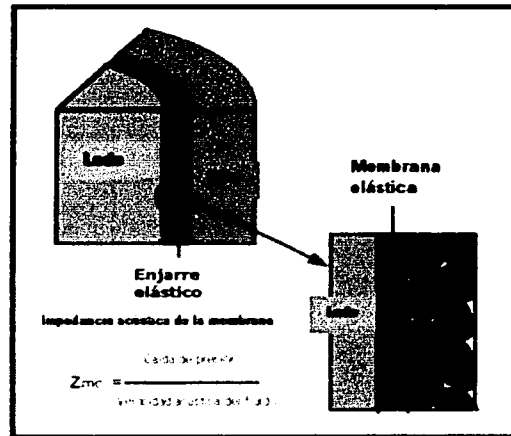


Fig 1 V.27 Modelo Biot que considera al enjarre como una membrana elástica

El análisis ha sido diseñado para estimar la permeabilidad de la roca usando el modelo Biot que parte de la diferencia entre el tiempo de tránsito stoneley medido (S) y el tiempo de tránsito stoneley elástico computado (Se). El proceso de análisis del Se se apoya de los tiempos de tránsitos compresional y de cizallamiento así como la densidad de la formación. Un parámetro crítico para el proceso es el tiempo de tránsito del todo, el cual será cuidadosamente determinado. El tiempo de tránsito se calibra frente a zonas no permeables. Una vez que el tiempo de tránsito stoneley elástico es computado, la permeabilidad stoneley (Ks) es obtenida mediante el proceso de inversión de la diferencia de $S-Se$. Con todos los parámetros obtenidos anteriormente se estima la movilidad del fluido. Conociendo el valor de la viscosidad del fluido poral del análisis de saturación de fluidos y de las curvas de permeabilidad relativa generadas en el análisis se podrá obtener el dato de permeabilidad intrínseca de la roca en conjunto con la movilidad obtenida del análisis.

El pulso de presión generado entre el pozo y la formación provoca el movimiento dentro de las zonas que poseen permeabilidad. Como ya se vió el movimiento provoca la reducción de los niveles de energía de la onda stoneley. Con las formas de onda stoneley de alta calidad del DSI y combinando éstas con la tecnología adecuada para digitalizar, filtrar y procesar, la energía y la velocidad de dicha componente se puede analizar de tal forma que nos indique las zonas permeables. Cabe mencionar que dicho análisis es válido para rocas clásticas, en el caso de carbonatos otros análisis son más apropiados.

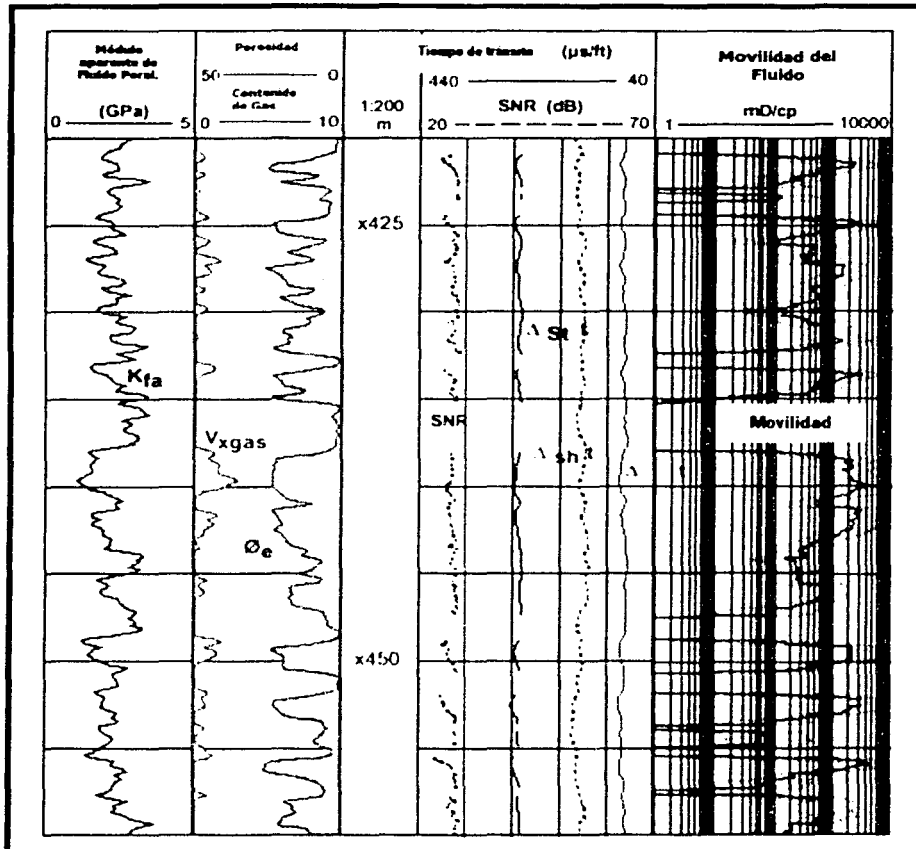


Fig. IV 28 Perfil de movilidad del fluido poral generado con la teoría poroelástica para la determinación de la permeabilidad efectiva de la roca

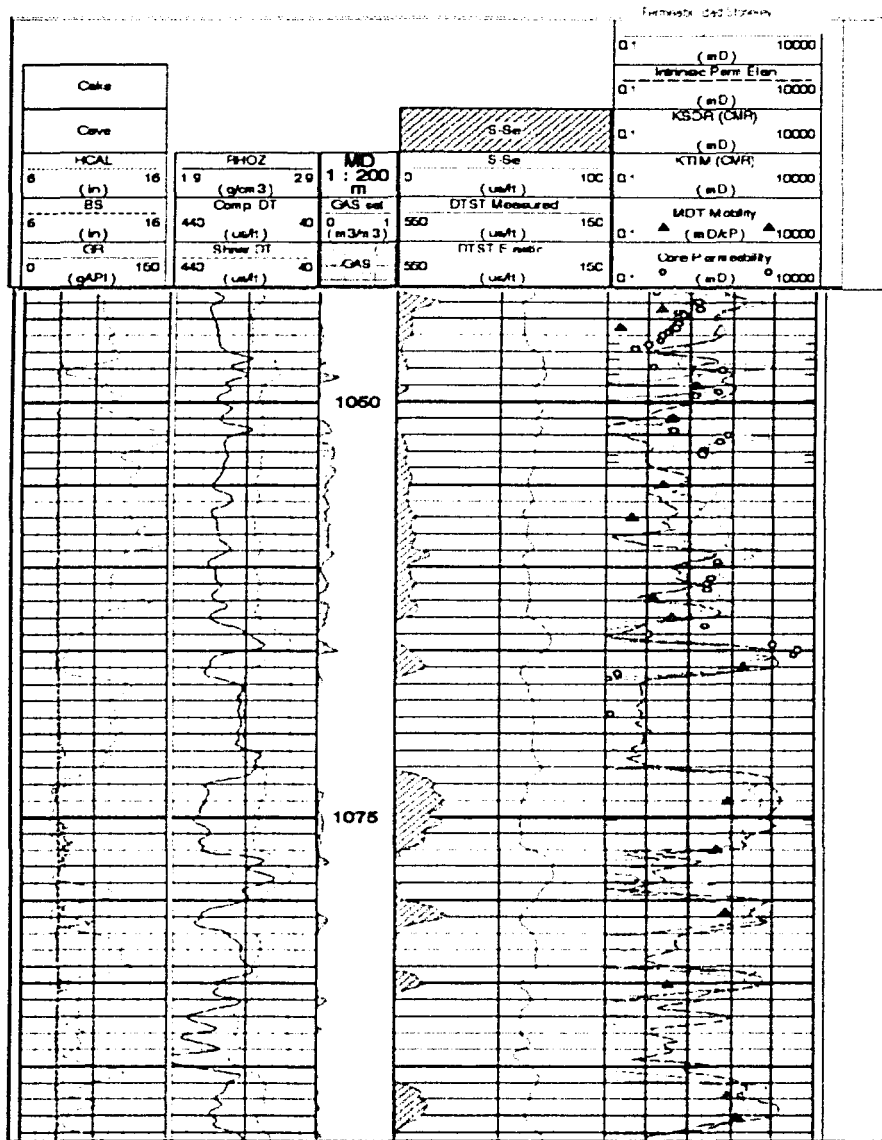


Fig. 1 V.29 Valores de permeabilidad obtenidos con diferentes principios físicos. En la pista de la derecha la curva continua de color violeta es la permeabilidad stoneley derivada de la diferencia del DT stoneley medido y el DT poroelástico, la curva negra punteada es la permeabilidad calculada del análisis petrofísico EITANPlus[®], las curvas azules son las permeabilidades obtenidas de la medición hecha por la Resonancia Magnética. Los triángulos verdes representan la movilidad obtenida por mediciones realizada por el módulo probador de formaciones MDT cuyo análisis para estimar la permeabilidad intrínseca parte también de la movilidad del fluido poral, y finalmente los círculos amarillos representan la permeabilidad intrínseca obtenida de los ensayos en núcleos de pared.

DETECCIÓN DE FRACTURAS NATURALES.

Anteriormente se vió que las fracturas son eventos de gran importancia para la explotación de zonas productoras de hidrocarburos. El sistema de fracturas dominante muchas veces define el flujo de fluidos del yacimiento, en donde es necesario determinar el grado de conexión entre ellas para la evaluación del yacimiento por lo que una de las muchas mediciones que proporciona la onda stoneley es la sensibilidad a la permeabilidad dada por fracturas. Como se comentó anteriormente la onda stoneley no solo tiene el potencial para la evaluación de fracturas, sino también para evaluar dicha permeabilidad generada por estas. Existen diversas metodologías para el análisis del fenómeno, una de ellas es el análisis de la atenuación de la onda stoneley o el análisis de reflexión.

Cuando la onda stoneley encuentra una fractura abierta la cual intersecta la pared del pozo algo de esta energía es reflejada a lo largo del pozo donde el contraste de la impedancia acústica es generado por la fractura. Como ya es sabido la onda stoneley tiene mucha sensibilidad a las fracturas permeables. La principal limitación de la onda stoneley es la sensibilidad que tiene a las irregularidades del pozo y los cambios litológicos. Recientes modelos involucran a la onda stoneley tratando de minimizar dichos efectos provocados por cambios litológicos e irregularidades en el pozo.

El análisis para la identificación de fracturas consiste en dos partes: el primer paso consiste en analizar la forma de onda stoneley y poder extraer los coeficientes de transmisión y reflexión. Esto es hecho con un proceso simple integrado para mejorar la compatibilidad entre dichos coeficientes. En un segundo paso la distribución de la apertura de las fracturas se invierte para generar los patrones de los coeficientes de transmisión y reflexión ascendentes y descendentes basados en un modelo multicapa. Finalmente la permeabilidad de la fractura para cada capa es estimada partiendo del ancho efectivo de la fractura.

Cuando una fractura abierta intercepta el pozo la onda stoneley provoca un movimiento de bombeo dentro y fuera de la fractura, lo cual disipa energía. Como resultado se tiene la atenuación de la onda stoneley. Al mismo tiempo el cambio en la impedancia acústica provoca una reflexión como parte de la señal. La reducción de la amplitud es evaluada con una técnica de normalización diferencial de la energía o NDE.

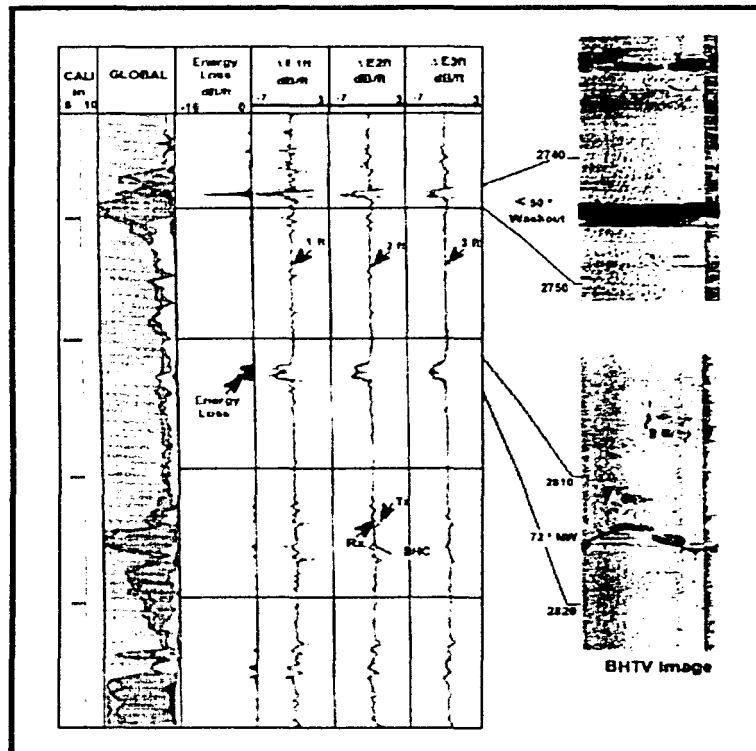
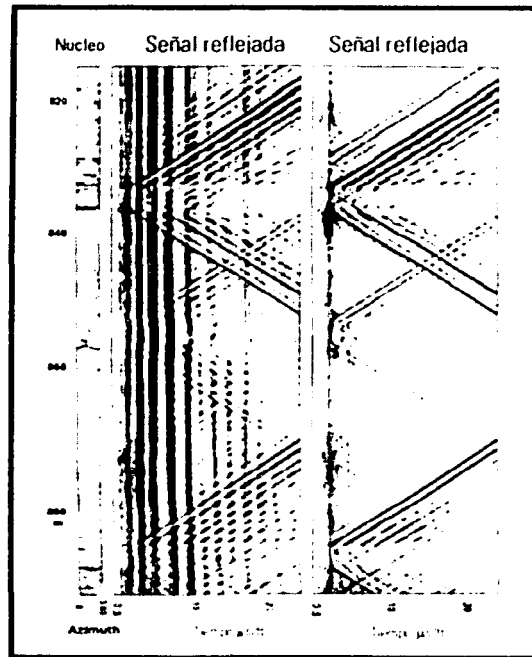


Fig IV.30 Resultados del proceso de normalización diferencial de energía

La técnica de normalización diferencial de energía es la diferencia que existe entre la energía medida con diferentes pares de receptores dividido por la distancia que existe entre ellos, posteriormente se aplica un logaritmo que toma en cuenta la relación de las amplitudes para mejorar la atenuación sin ser calibrada. Posteriormente se toma el promedio de todas las diferencias de los pares de receptores a un mismo intervalo medido por la herramienta. Sobre el NDE las fracturas son claramente identificables como picos negativos mientras que la atenuación y la permeabilidad distribuida provoca pequeños efectos y variaciones lentas en la velocidad y su propagación. Para visualizar mas las fracturas se presentan como una curva denominada pérdida de energía la cual representa directamente la pérdida de energía a través de los diferentes eventos localizados como las fracturas.

Analizando el efecto de las reflexiones en la figura IV.31 se muestra que para cada onda la cual es transmitida y reflejada de forma descendente por una fractura y detectada a un segundo tiempo, la diferencia entre el arribo directo y reflejado depende de la distancia entre el reflector y la fractura, así como del tiempo de tránsito en la roca. Un efecto simétrico ocurre para una fractura localizada por debajo de los transmisores de la herramienta, en este caso una fracción de la señal descendente puede ser reflejada hacia arriba y ser recibida posteriormente. Ambos efectos resultan en forma de patrones chevron visibles en el gráfico.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura IV.31 Patrones de reflexión ascendentes y descendentes de la onda stoneley ante la presencia de fracturas

El análisis de la onda stoneley es un análisis cualitativo bastante robusto y de buen apoyo para otras técnicas más robustas en la identificación de fracturas naturales, la cual es válida en areniscas con matriz de cuarzo y en rocas carbonatadas. Pero es recomendable el uso de registros de imágenes (FMI, FMS, OBMI) teniendo como alternativa las zonas de alta conductividad debida a la presencia de filtrado de lodo acumulado dentro de las fracturas, considerando la densidad de las fracturas obtenida del registro de imágenes, además del ángulo de desviación y echado de las mismas. Siempre serán un buen soporte para correlacionar la información y verificar que los eventos detectados por la onda stoneley realmente son eventos son fracturas naturales y no eventos de tipo inducido como lo son las fracturas inducidas, rugosidad en la pared del pozo o algún cambio litológico.

Fig. 32 Análisis de fracturas en función de la onda Stoneley

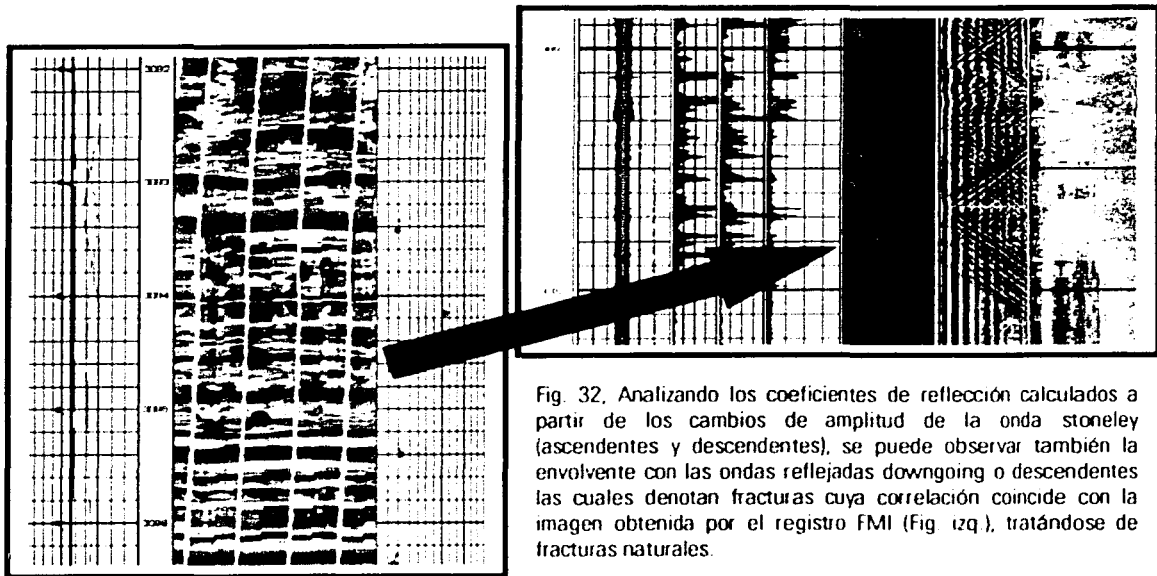
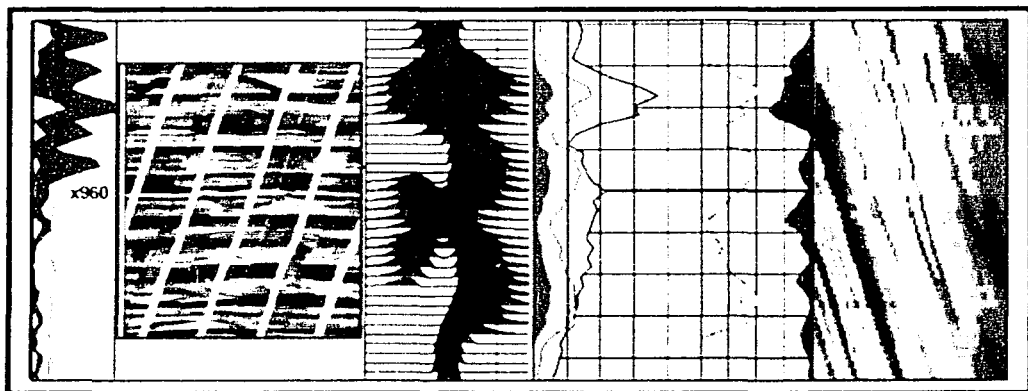


Fig. 32. Analizando los coeficientes de reflexión calculados a partir de los cambios de amplitud de la onda stoneley (ascendentes y descendentes), se puede observar también las ondas reflejadas downgoing o descendentes las cuales denotan fracturas cuya correlación coincide con la imagen obtenida por el registro FMI (Fig. 12q), tratándose de fracturas naturales.

Fig. 1 V.33 Sistema con fracturas naturales analizado mediante diferentes principios. De izquierda a derecha, primera pista que muestra anisotropía en energía, segunda pista imagen FMI, tercera pista detección de porosidad secundaria a partir de las mediciones de resonancia magnética, cuarta pista que muestra porosidad con agua irreducible y agua libre y por último análisis de la onda stoneley con los coeficientes de reflexión para identificación de fracturas naturales.



ANÁLISIS PETROFÍSICO.

Como se ha visto con la introducción de herramientas dipolares se tiene la posibilidad de obtener un sin número de componentes compresionales y de cizallamiento de alta calidad. La experiencia ganada en diversos estudios ha podido incorporar dichos datos para el desarrollo de modelos de interpretación mas adecuados que involucran variables con relación a la velocidad compresional y de cizallamiento. Diferentes tendencias han sido identificadas en secuencias de arenas y arcillas las cuales ajustan con correlaciones semiempíricas basadas en diferentes estudios. El efecto de hidrocarburos livianos sobre las propiedades elásticas y el tiempo de tránsito sónico ha sido estudiado y desarrollado con éxito. Con estos modelos no solo se identifica la presencia de gas en secuencias de arenas y lutitas, sino también diversos parámetros elásticos para el análisis geomecánico de la roca. La metodología fue desarrollada para estimar las propiedades acústicas de la roca en cualquier tipo de mezcla de fluidos contenida en los poros de la roca. Los progresos en el análisis del comportamiento de la frecuencia acústica han progresado tal que permiten además la predicción del tiempo de tránsito a frecuencias sísmicas para la aplicación de modelos AVO. Adicionalmente esta técnica proporciona valores reales de las constantes elásticas dinámicas. En arenas in consolidadas la presencia de gas en la roca es conocida por su fuerte influencia en el tiempo de tránsito acústico. La relación VPVS muy frecuentemente es empleada como indicador cualitativo en la detección de gas en rocas almacenadoras de gas.

Análisis de la onda de cizalla en formaciones areno-arcillosas.

Para caracterizar la información de la onda de cizallamiento es conveniente considerar la relación que guarda con el tiempo de tránsito compresional. Esta relación es idéntica a la relación VPVS, los carbonatos por ejemplo muestran relaciones t_s/t_c con valores cerca de 1.9 en calizas y 1.8 en dolomías, ésta relación se muestra constante en arenas-arcillas pero se incrementa con la porosidad y la presencia de agua. Las mediciones de laboratorio confirman estos resultados. En una teoría aplicada para formaciones cuya matriz es arenisca de cuarzo con saturaciones de agua mínimas, muestran que la relación VPVS posee un valor constante de 1.5. de la experiencia prevista de los datos obtenidos de los registros corridos en arenas arcillosas con herramientas dipolares muestran que la relación VPVS se incrementa con la porosidad y con el grado de consolidación de los sedimentos. Esto puede ser analizado sobre diferentes gráficos cruzados graficando la relación VPVS contra el tiempo de tránsito compresional, así como el que se muestra en la fig 1.V 34. Donde se puede observar sobre el eje horizontal como se va incrementando el tiempo de tránsito compresional con relación a la porosidad. Tres conjuntos de datos registrados por el DSI son presentados en el gráfico. La nube oscura en el centro representa una serie de datos provenientes de campos en Malasia. La formación principal es sumamente arcillosa con algunas capas de areniscas, algunas de las cuales tienen gas.

La nube gris que se encuentra en el área superior del gráfico representa los datos de formaciones arcillosas del mar del norte, similar a muchas tendencias encontradas diversos pozos perforados en todo el mundo. Valores altos de VPVS cerca de 3 y por arriba de la arcilla del mar del norte corresponden a formaciones in consolidadas. Para valores de VPVS cercanos a 5 representan formaciones blandas o muy lentas, en este tipo de formaciones el tiempo de tránsito compresional no excede los 150 $\mu\text{s}/\text{ft.}$, sin embargo la roca llega a incrementar su atenuación con respecto a la onda de cizalla provocando que la relación VPVS se incremente. El tiempo de transito compresional es muy insensible a la s propiedades de la roca por lo que la mayor cantidad de información nos la proporciona la componente de cizalla. Aquí juega un papel importante la medición realizada por herramientas dipolares. La curva punteada representa una tendencia promedio de arcillas. La respuesta analizada en éste gráfico no es una respuesta de tipo teórica, pero si una tendencia estadística representativa promedio en el comportamiento en los datos de campo.

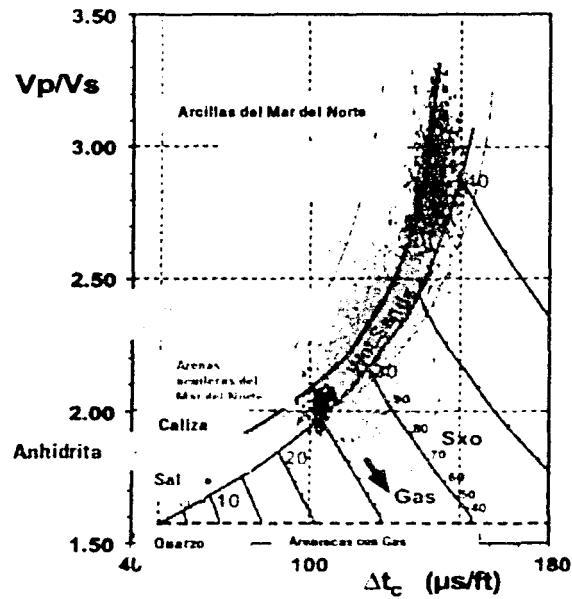


Fig. I.V 34 Gráfico que representa el comportamiento de la relación de velocidades compresional y de cizallamiento para una roca cuya matriz sea calcárea o terrígena.

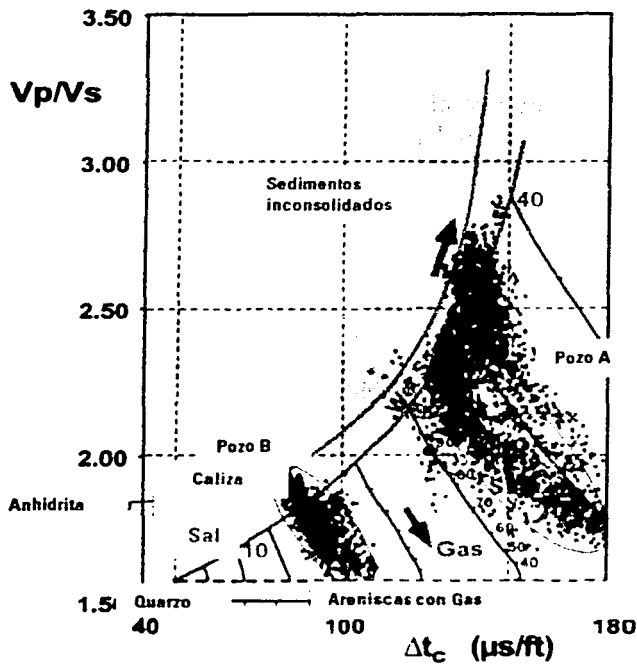


Fig. I.V 35- Gráfico que muestra el comportamiento de la relación de velocidades para la detección de gas en dos pozos cuya estructura almacenadora es una arenisca.

La respuesta sónica en areniscas con gas.

El efecto de gas sobre las ondas elásticas ha sido objeto de estudio desde hace ya varios años. Si se grafica la relación VPVS contra el tiempo de tránsito compresional es un buen indicativo para la detección cualitativa de hidrocarburos. Empleando un gráfico con la relación de velocidades compresional y de cizallamiento, así como el empleo de los diferentes módulos elásticos para la identificación de fluidos, se pueden analizar las diferentes tendencias que existen en zonas que contienen una alta saturación de gas. La fig. IV.35 representa información de dos pozos de Italia en ambos casos se observa una tendencia fuerte de gas hacia la derecha del gráfico. Las arenas estudiadas en el pozo A son areniscas muy someras cerca de los 1000 m y su porosidad es del orden del 33%, son formaciones in consolidadas cuyo comportamiento presenta un efecto de gas. El tiempo de tránsito compresional está cerca de los 180 $\mu s/ft$, sin embargo la relación VPVS cae cerca de un valor de 1.65 por que la zona investigada por la medición no contiene una cantidad suficiente de datos para generar dicho efecto. Las arenas estudiadas en el pozo B son profundas en pozos verticales de 3000 mts, y que tiene una porosidad promedio del 20% los puntos caen por debajo de la línea de arenisca seca con una relación VPVS de 1.58.

Como se puede observar existe la presencia de algunas arenas con alta saturación de agua las cuales están presentes en ambos pozos y cuyas tendencias concuerdan con el gráfico 34 las cuales son zonas que abarcan rocas de material clástico. La tendencia que cae hacia abajo denota una saturación parcial de gas. En el siguiente gráfico IV.36 se muestra un análisis del DT Compresional en función de la porosidad. El pozo A representa una formación somera y acuífera, la cual posee una tendencia clara hacia la zona de gas. El comportamiento de ésta arena ajusta más al modelo planteado por la ecuación de Rymer-Hunt para porosidades por arriba del 30% y contenido de arcilla por arriba del 50%.

A diferencia de la formación anterior el pozo B tiene un comportamiento que se adecua más a la ecuación de tiempos promedio de Wyllie y en donde los valores de porosidad están del orden del 20% con saturaciones mínimas de agua.

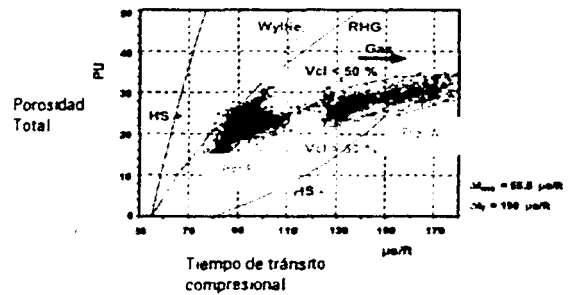


Fig. I.V. 36 Comportamiento A y B cuya tendencia es hacia la zona con saturación de gas. La porosidad total disminuye con el incremento en el tiempo de tránsito, esto es que para tiempos de tránsito altos les corresponderá una velocidad de propagación baja, en el caso de formaciones baja consolidación como es el caso de rocas con matriz de cuarzo.

Estimación de las tendencias definidas por la relación VPVS.

En un medio elástico isotrópico el tiempo de tránsito compresional y de cizallamiento se relacionan con los módulos elásticos dinámicos mediante las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t_c = 304.8 \sqrt{\frac{\rho b}{K + \frac{4}{3}G}} \quad \text{Ec. (IV.20)}$$

$$\Delta t_s = 308.8 \sqrt{\frac{\rho b}{G}} \quad \text{Ec. (IV. 21)}$$

Donde K y G son el módulo elástico de la roca y el módulo de cizallamiento respectivamente vistos anteriormente en el capítulo III. La relación VPVS puede ser expresada en función de dichas constantes:

$$V_p / V_s^2 = \left(\frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \right)^2 = \frac{K}{G} + \frac{4}{3} \quad \text{Ec. (IV.22)}$$

Y para la roca cuyas propiedades excluyan la presencia de agua puede escribirse como:

$$(V_p / V_{sdry})^2 = \frac{K_{dry}}{G} + \frac{4}{3} \quad \text{Ec. (IV.23)}$$

Como se mencionó anteriormente la relación VPVS en areniscas secas tiende a un valor constante de 1.58. se puede escribir:

$$\frac{K_{dry}}{G} = (V_p / V_{sdry})^2 - \frac{4}{3} = 1.163 \quad \text{Ec. (IV.24)}$$

Existe un modelo cuyo desarrollo parte de una teoría propuesta para bajas frecuencias, el cual relaciona las propiedades de la roca con agua con las propiedades de la roca seca. El error provocado por el fenómeno de dispersión para bajas frecuencias en mediciones sónicas es casi despreciable.

$$K = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_m} - \frac{K_{dry}}{K_m}} \quad \text{Ec. (IV.25)}$$

$$G = G_{dry} \quad \text{Ec. (IV.26)}$$

De tal forma que dicho modelo permite estimar el efecto de fluido contenido en los poros sobre los módulos elásticos. El módulo de cizallamiento es independiente al fluido contenido dentro de los poros. El módulo elástico de la roca en sólidos "Km" es un valor conocido para las areniscas, pero el modelo requiere una estimación inicial de la porosidad. En vez de obtenerla a partir del tiempo de tránsito compresional se sabe que también existe una fuerte correlación entre la porosidad y los módulos elásticos como lo es el módulo de cizallamiento descrito en la siguiente ecuación:

$$G = G_m(1 - \phi)^c \quad \text{Ec. (IV. 27)}$$

Con $C = 7.1$ ésta ecuación relaciona convenientemente a la porosidad con el módulo de cizallamiento tomando en cuenta que el módulo de cizallamiento es sensible a los esfuerzos in situ y al grado de compactación. La tendencia en arenas acuíferas mostradas en la figura anterior fue obtenida a través de ésta estimación. Desde que se introdujeron todas las ecuaciones empíricas para relacionar las propiedades elásticas de la roca para el cálculo de la porosidad, este modelo es el único estadísticamente correcto y proporciona tendencias representativas sobre el comportamiento de los datos graficados.

PERFILES SÍSMICOS Y DETECCIÓN DE HIDROCARBUROS A PARTIR DE TRAZAS SÍSMICAS.

Desde los años 20's las técnicas de reflexión sísmica se han transformado en una clave para la industria de hidrocarburos revelando formas y estructuras en el subsuelo e indicando los objetivos a perforar. Esta tecnología desarrollada con inversiones millonarias originalmente fué enfocada a la interpretación estructural, pero las ventajas en la adquisición de datos, proceso e interpretación, hicieron posible trabajar con las diferentes trazas sísmicas para poder revelar y ajustar más la forma y posición de los reflectores acústicos enfocados a otras aplicaciones de igual importancia. Los cambios en las características de los pulsos sísmicos una vez reflejados nos pueden ayudar a identificar diferentes secuencias litológicas, el historial de depositación, el tipo de basamento, tipo de roca y la naturaleza del fluido contenido dentro de los poros. Para este último parámetro que es la identificación de los fluidos en el espacio poral ha sido uno de los más recientes objetivos en el análisis AVO. Evidencias prácticas recientes demuestran que los fluidos pueden ser vistos por las ondas sísmicas provenientes de los "bright spots" o puntos brillantes, eventos inesperados que poseen altas amplitudes sobre las secciones sísmicas los cuales son inesperados y muy frecuentemente indicativos de hidrocarburos. Los bright spots fueron reconocidos por primera vez en los años 70' como indicadores potenciales de hidrocarburos, pero posteriores análisis demostraron que no solo los hidrocarburos son generadores de los bright spots, altas amplitudes en rocas compactas observan también altas amplitudes. Existen diversas configuraciones entre la fuente generadora y los receptores de herramientas empleadas en sísmica de pozo de tal forma que se puedan obtener formas de ondas sísmicas dependientes de la distancia entre la fuente y el receptor. En sísmica de superficie los cambios hechos entre la distancia horizontal, la fuente y el receptor se denomina **offset**, el ángulo al cual las ondas sísmicas se reflejan con respecto a una interface es función del offset y cuya colección de trazas es referida a un punto en común o midpoint (CMP). En los procesos de sísmica convencional en los cuales el objetivo es crear una sección sísmica para interpretación estructural y estratigráfica, las trazas se suman y se apilan para obtener una traza promedio individual.

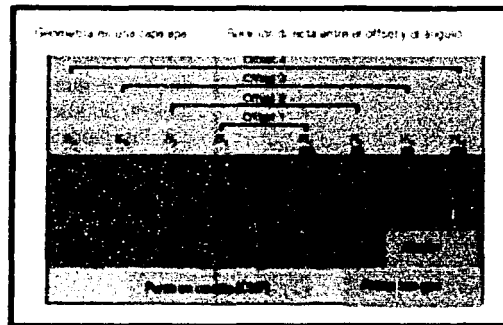


Fig. IV 37 Geometría para la adquisición en un solo estrato o capa. La relación que guarda la distancia entre el transmisor y el geofono para la recepción e identificación de los arribos acústicos.

Los diversos trabajos de sismica tienen un rol importante a través de la vida de un yacimiento. La sismica de exploración es un instrumento que trata de identificar estructuras geológicas las cuales pueden tener o no tener hidrocarburos. Hoy en día las imágenes sísmicas y herramientas sofisticadas para la medición de trazas acústicas como el DSI o trabajos de sismica de pozo cuyo objetivo es medir cuantitativamente la respuesta sísmica en alta resolución para la delimitación de las diferentes yacimientos o estratos litológicos han representado a la fecha un apoyo importante en el desarrollo de los campos petroleros.

Fig. I.V 38 Secuencia para la generación de sismogramas sintéticos.

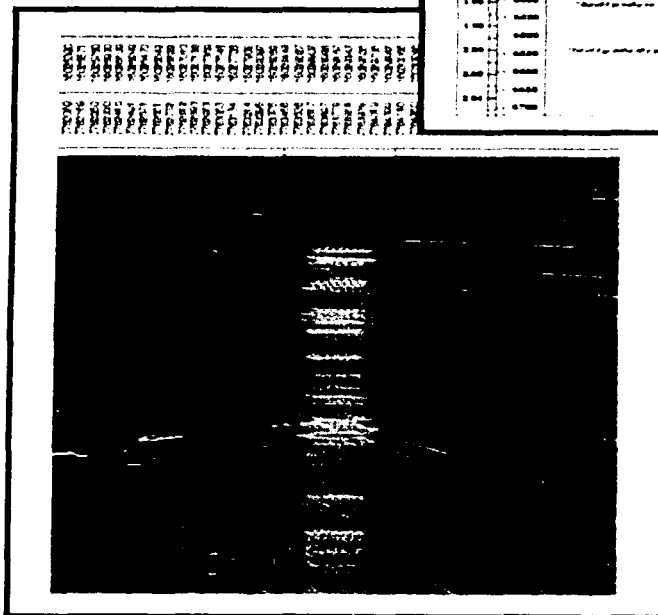
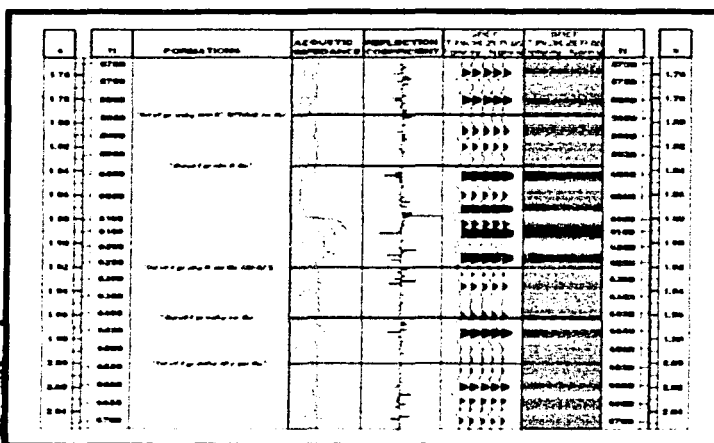


Fig IV.38 y IV.39 Que muestra la secuencia del análisis para la generación del sismograma sintético partiendo de las mediciones de sismica de pozo (VSP - Vertical Seismic Profile) y las realizadas por el DSI. Generando un perfil de impedancia acústica se puede analizar los coeficientes de reflexión de las trazas compresionales del VSP y el DSI. De la diferencia que existe entre ambas mediciones se obtiene un sismograma sintético el cual se empata con las mediciones de sismica de superficie para poder entonces correlacionar eventos importantes dentro de una estructura

Fig. I.V 39 Correlación entre sismograma sintético y mediciones de sismica de superficie.

Es cuestión de resolución. La sísmica de superficie permite medir las propiedades del yacimiento de manera global generando mediante una técnica estructural de mapeo el volumen total del yacimiento. Sin embargo las ondas sísmicas de superficie no pueden resolver en características más pequeñas que los 30 o 40 pies algo así como 12 mts. Por otro lado los registros y muestreo de núcleos resuelven en propiedades a una escala de algunas pulgadas o pies aproximadamente 15 cm. Comparando estas dos mediciones en escala se puede obtener la imagen óptima del volumen del yacimiento. La sísmica de pozo en complemento con la de superficie y las mediciones acústicas generadas por herramientas como el DSI, permiten en conjunto revelar eventos importantes dentro de un yacimiento.

Por más de medio siglo diversos trabajos en sísmica de pozo han aportado información correlacionando el tiempo basado en trazas sísmicas. Al extraer los tiempos en función de la profundidad se tiene que las velocidades a diferentes intervalos verticales que relacionan los tiempos sísmicos de superficie.

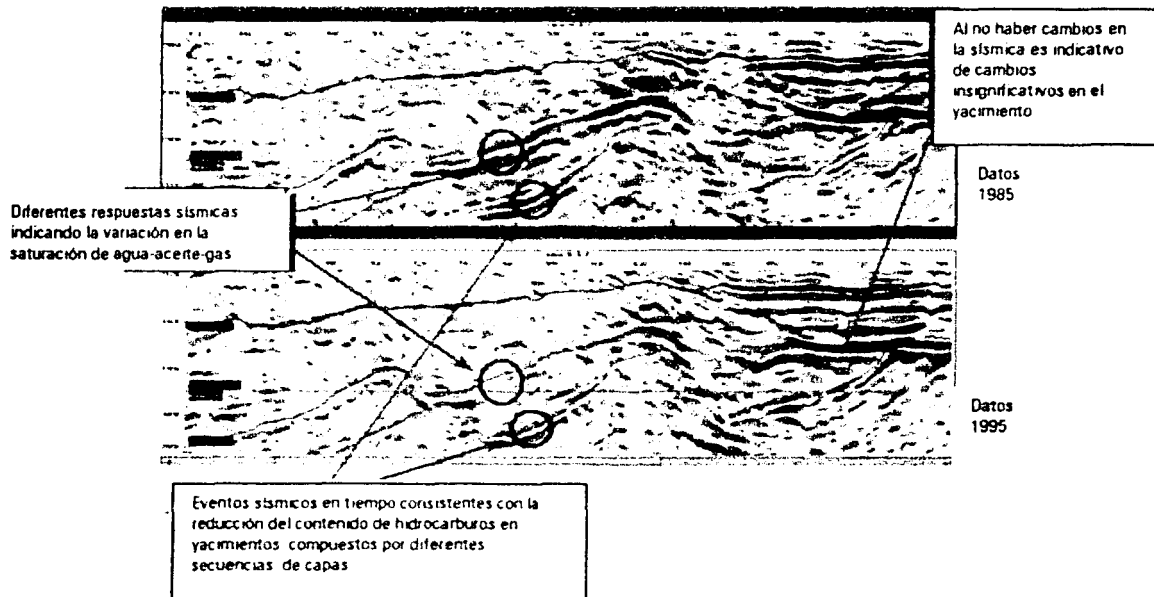


Fig. IV.40 Dos secciones sísmicas de una misma estructura. El trabajo de sísmica de pozo en esta sección se realizó a diferentes tiempos estableciendo una comparación del contenido de fluidos dentro de las diferentes capas. Se puede observar que después de cierto tiempo se tiene para una misma sección una variación en la saturación de fluidos, información útil que puede ser correlacionable al historial de producción del campo.

El análisis AVO requiere un manejo especial en los datos ya que estos permiten descubrir cambios litológicos en función de los cambios de fluido. AVO (amplitud vs offset) es una técnica sísmica para el mapeo litológico y de saturación de fluidos. El modelado de las trazas acústicas es un paso fundamental para la interpretación del AVO así como la medición de la velocidad de cizallamiento. Una propiedad frecuentemente no considerada es la anisotropía la cual es difícil de medir y este efecto sobre el AVO es poco conocido. Las nuevas tecnologías ayudan a mejorar esta situación. Con el DSI como se vió anteriormente se tiene la posibilidad de analizar el grado de anisotropía en las formaciones, cuando se integran estas nuevas mediciones que proporcionan a detalle datos de los módulos elásticos que gobiernan a la propagación de ondas, incrementan la potenciabilidad en la interpretación del AVO. Además, al obtener las diversas componentes acústicas generadas y medidas por el DSI se puede generar diversas leyes de velocidad definidas por las componente P y S. Con éstas leyes de velocidad y la densidad de la roca se pueden obtener las diferentes impedancias acústicas en cada estrato cuyo empleo es necesario para la generación de sismogramas sintéticos. Algunas propiedades de la roca pueden ser inferidas a partir de reflexiones sísmicas y de la variación que tiene la amplitud con el ángulo de incidencia de la fuente a los detectores como lo es la densidad de la roca, las componentes en velocidad compresional y de cizallamiento entre otras. Aplicaciones prácticas del AVO comenzaron aproximadamente hace 15 años en donde actualmente se han observado avances en la teoría óptica y electromagnética. Posteriormente algunos investigadores observaron ciertas similitudes en las reflexiones con el comportamiento de las ondas elásticas.

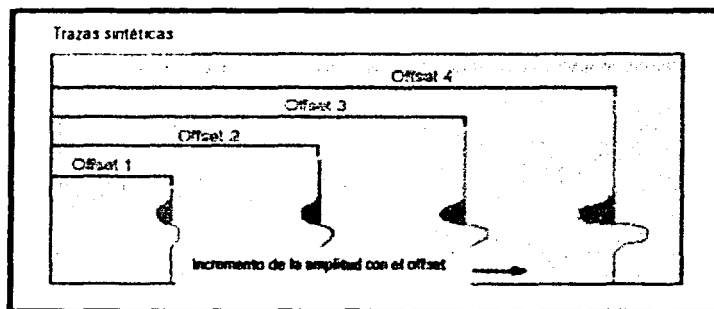


Fig. IV 41 Sintético que muestra el incremento de la amplitud acústica con el offset. Al aumentar la distancia entre la fuente generadora y los detectores se logra un incremento en la ondícula acústica

Empleando la ley de snell y otros algoritmos se desarrollaron expresiones generales para evaluar la refracción de la onda compresional y de cizallamiento en límites de capa así como la función de las densidades y las velocidades de los contactos entre las diferentes capas.

El efecto AVO en cualquier interface puede ser cuantificado con diversos modelos y gráficos y las curvas de amplitud contra el ángulo de incidencia pueden ser usados para crear comparaciones cuantitativas entre las predicciones sintéticas y las amplitudes de los datos reales una vez que los datos son procesados con amplitudes reales. La comparación entre las trazas reales de un análisis AVO contra un sintético consiste en observar las diversas reflexiones negativas con incidencias normales las cuales pueden llegar a ser negativas con el offset, muchas de estas son indicativas de hidrocarburos.

Dramáticamente estos efectos aparecen en el AVO en arenas con gas donde la velocidad de cizallamiento frecuentemente es más lenta. La introducción del DSI descarta este impedimento. Una vez que la señal AVO de hidrocarburos es conocida, los datos sísmicos pueden ser examinados y calibrados con mediciones hechas por el DSI. El objetivo de este proceso es preservar los pulsos reflejados así como sus respectivas formas y amplitudes.

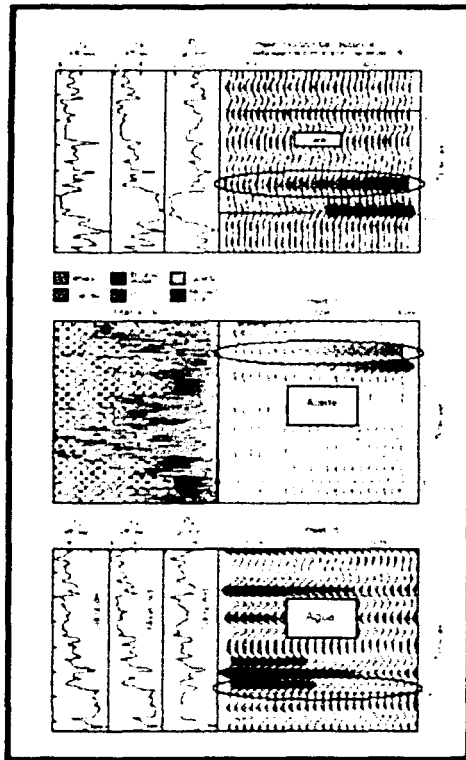


Fig. IV 42 que muestra trazas sintéticas que muestran efecto AVO correlacionando con la evaluación petrofísica. Dichas trazas se obtuvieron a partir de un modelo en las componentes acústicas del DSI convertidas de profundidad a tiempo.

CONCLUSIONES

La introducción de tecnología como el **DSI** representa la posibilidad de contar con elementos que ayudarán a la estimación de parámetros útiles para la caracterización de yacimientos no solo proporcionando datos valiosos sobre variables complejas dentro del sistema roca- fluido, sino que además permiten modificar el curso en maniobras operativas como es el caso de la perforación empleando densidades de lodo adecuadas y selección de la mejor estrategia de terminación de pozos, cuya ventaja representa la optimización en tiempo, recursos económicos y el buen aprovechamiento de las propiedades intrínsecas de la roca y la vida útil del yacimiento.

Aún cuando las mediciones generadas por los registros del subsuelo son mediciones indirectas y con ciertas limitaciones, la tecnología dipolar, ha demostrado sin lugar a duda que sobrepasa los estándares de calidad y confiabilidad en la información, además de romper con las limitantes del tipo de roca y condiciones extremas de operación. El DSI posee un rango amplio en sus mediciones siempre y cuando no se exceda en las especificaciones operativas, disponiendo así de una serie de datos útiles para su empleo en forma cualitativa y cuantitativa.

Para poder emplear la información del DSI en forma cuantitativa, el empleo de ensayos de presión, pruebas de laboratorio, datos de núcleos y toda la información posible es recomendable para calibrar las mediciones realizadas por la herramienta, las cuales una vez calibradas pueden ser empleadas para la generación de modelos específicos que definan el comportamiento local de los campos, así como la determinación de correlaciones empíricas y algoritmos representativos de las propiedades in situ.

El uso de la tecnología como el DSI basada en la propagación de ondas acústicas representa un punto de apoyo de muchas disciplinas y en la integración de diversas áreas para la mejor caracterización de las variables de los diferentes yacimientos.

El soporte técnico del presente trabajo está respaldado por los tres años laborales que llevo con la compañía **SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES** la cual me ha brindado la oportunidad de involucrarme más de cerca con dicha tecnología para la aplicación y uso de componentes acústicas.

NOMENCLATURA:

Wave Front: = Tren o frente de ondas.

Body Wave: Onda de cuerpo - propagada dentro material sólido en la roca.

Head Wave = Onda generada y propagada en el fluido.

Breakout:= ruptura o colapso del pozo.

α = constante de Biot

AVO = variación de la amplitud vs. offset

C_b = Compresibilidad de la matriz (con porosidad)

Cm = centímetro

Cm³= centímetro cúbico

Db = decibel

DT = Tiempo de tránsito o tiempo delta

DSI = Dipolar Shear Sonic Imager.

DTCO = DT compresional o Tiempo de tránsito compresional

DTSM = DT de cizallamiento o Tiempo de tránsito de cizalla

E = Módulo de Young (Constante elástica)

ϕ = Porosidad

G = Módulo de cizallamiento (Constante elástica)

Kb = módulo de la roca o bulk modulus (Constante elástica)

M = metro

μ sec = microsegundos. (1X10⁻⁶ segundos)

ν = Relación de Poisson (constante elástica)

Pp = presión poral o Presión de Formación

Pw = Presión del pozo

Pwf = presión de fondo fluyente

ρ_b = densidad de la roca o bulk density

STC = Slowness Time Coherence o coherencia en tiempo de tránsito.

TIH = Sistema Isotrópico Transversal con eje horizontal de simetría

TIV = Sistema Isotrópico Transversal con eje vertical de simetría

σ_x , σ_y , σ_z = Esfuerzos in situ de la roca, esfuerzo mínimo horizontal, esfuerzo máximo horizontal y esfuerzo vertical respectivamente.

Vp = Componente de la velocidad compresional

Vs = Componente de la velocidad de cizallamiento

VSP = Vertical Seismic Profile - Perfil Sísmico Vertical

BIBLIOGRAFÍA

"Sonic Adquisition Fundamentals", (Technical Publication from Schlumberger, internal use)

"Sonic Processing Fundamentals", (Technical Publication from Schlumberger, internal use)

"Technical Review", (Technical Publication from Schlumberger, internal use) Schlumberger Well Services.

A.Brie, SPE Schlumberger KK, **"Shear Sonic Interpretation in Gas Bearing Sands"**, paper SPE 30595.

A.Brie, Schlumber KK, Wireline & Testing, **"Petro-Physical Evaluation of Sonic Logs in Shaly Sands"**, paper 221 Fuchinobe, Sagamihara -Shi, Kanawaga 229, Japan, paper presented in SPWLA, 1997.

A.Brie, SPE, T Endo Schlumberger Wireline & Testing, D.I Johnson, Schlumberger Doll Research, F. Pampuri, ENI-Agip E&P **"Quantitative Formation Permeability Evaluation from Stoneley Waves"**, paper SPE 49131.

Takeshi Endo, Kazuhiko Tezuka, Takeshi Fukushima, Alain Brie, Hitoshi Mikad and Makoto Miyairi, **"Fracture Evaluation from Inversion from Stoneley Transmission and Reflections"**, Schlumberger K, K. Fuchinobe, Kanawa, Ken, Japan and JAPEx Research Center, Chiba, Japan.

Takeshi Endo, Schlumberger K, K. Fuchinobe, Japan. **"Fracture and Permeability Evaluation in a Fault Zone from Sonic Waveform Data"** paper presented in SPWLA, 1997.

"Relation of Acoustic Wave Propagation to Rock Mechanics", (Technical Publication from Schlumberger, internal use).

"New Directions in Sonic Logging", (Oilfield Technical Review, internal publication from Schlumberger), Spring 1998.

Takeshi Endo, Vivian Pistre, Alain Brie, Schlumberger K, K. Fuchinobe Kanawaga, Japan-Japan, **"Optimum Slowness Evaluation from Sonic Waveform Data"** paper presented in SPWLA, 1999.

Jack Cadwell Houston, Texas, Phil Christie Gatwick England, Marc Macleod Chevron UK.
"Shear Waves Shine Brightly" (Oilfield Technical Review, internal publication from Schlumberger).

Scott Leaney Jakarta Indonesia, Edward Chiburis, Houston Texas, **"Hydrocarbon Detection with AVO"** (Oilfield Technical Review, internal publication from Schlumberger).