



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

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

NOMBRE: Elsa Zavala López

FECHA: 26 agosto 2002

FIRMA: Elsa Zavala López

EL REGISTRO SONICO DE POROSIDAD UN AUXILIAR EN ESTUDIOS GEOLOGICOS Y PETROFISICOS

T E S I S  
PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO GEOLOGO  
P R E S E N T A :  
ELSA ZAVALA LOPEZ

DIRECTOR DE TESIS: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE



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.



REPUBLICA DE CHILE  
MINISTERIO DE EDUCACIÓN  
UNIVERSIDAD DE VALPARAISO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-945

**SRITA. ELSA ZAVALA LÓPEZ**  
Presente

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

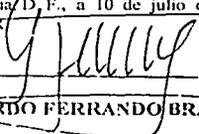
**EL REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD UN AUXILIAR EN ESTUDIOS GEOLÓGICOS Y PETROFÍSICOS**

	<b>INTRODUCCIÓN</b>
<b>I</b>	<b>ANTECEDENTES</b>
<b>II</b>	<b>EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ROCAS A TRAVÉS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS</b>
<b>III</b>	<b>DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD CON LAS HERRAMIENTAS DE GEOFÍSICA DE POZOS</b>
<b>IV</b>	<b>REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD BHC</b>
<b>V</b>	<b>APLICACIONES DEL REGISTRO SÓNICO</b>
<b>VI</b>	<b>EJEMPLOS</b>
<b>VII</b>	<b>AVANCES DEL REGISTRO SÓNICO</b>
	<b>CONCLUSIONES</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitaria D. F., a 10 de julio de 2002  
EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg

## **AGRADECIMIENTOS**

**A mis padres por apoyarme y darme toda su confianza para realizar este trabajo.**

**Al Ing. Fernando López por su apoyo y su ayuda para la realización de esta tesis.**

**Al Ing. Bernardo Martell por su interés y su tiempo**

**Al Ing. Oscar López por el tiempo que se tomo para ayudarme.**

**A todos mis maestros.**

**A la UNAM.**

DEDICO ESTE TRABAJO A TODAS LAS PERSONAS QUE SIEMPRE HAN ESTADO CONMIGO.

A mis padres Fernando y Rosalía por su cariño y por creer en mí, por darme siempre todo sin esperar nada a cambio. Por solo quererme. Gracias

A mis hermanos Fernando, Alejandro, Rosalía, Elena y Mónica, por que siempre estemos juntos y bien.

A mi tía Ma. Eugenia por su ayuda y cariño incondicional.

A mis tíos José Luis y Gloria por preocuparse siempre por nosotros.

A Poncho, Luis, Andrea y Bárbara por ayudarme siempre que lo necesité.

A mis tíos Fernando y Guadalupe por apoyarnos, por confiar en nosotros y por querernos, gracias.

A mis abuelos Rita y José por haberme querido tanto y por haberse preocupado siempre por mí. Los quiero.

A mis abuelos Elena y Fernando. Los quiero.

Armando por tu amor, tu apoyo y por estar conmigo siempre, te dedico este trabajo y gracias por tu ayuda. Te quiero mucho.

A mis tíos, primos, a mis sobrinos los quiero y espero no defraudarlos nunca.

Gracias.

## ÍNDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO I ANTECEDENTES</b>	<b>6</b>
1.1 Qué es la geofísica de pozos	7
1.2 Desarrollo de la geofísica de pozos.	8
1.3 Los primeros registros en México.	9
1.4 Avances tecnológicos en México.	11
1.5 Aplicaciones de la geofísica de pozos.	11
<b>CAPÍTULO II EVALUACION PETROFISICA DE LAS ROCAS A TRAVES DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS</b>	<b>13</b>
2.1 El comportamiento de los cuerpos permeables en la invasión del filtrado.	14
2.2 Relación de la porosidad y resistividad de las rocas	18
2.3 La evaluación del contenido de fluidos en las rocas permeables.	18
<b>CAPÍTULO III DETERMINACION DE LA POROSIDAD CON LAS HERRAMIENTAS GEOFISICA DE POZOS</b>	<b>20</b>
3.1 Registro de densidad.	21
3.2 Registro de neutrón	22
3.3 Registro de propagación electromagnética.	24
3.4 Registro sísmico.	25
<b>CAPÍTULO IV REGISTRO SONICO DE POROSIDAD BHC</b>	<b>26</b>
4.1 Tipos de ondas.	27
4.2 Principio físico de la herramienta.	33

---

<b>CAPÍTULO V APLICACIONES DEL REGISTRO SONICO</b>	<b>42</b>
5.1 Efectos por arcillocidad.	43
5.2 Saltos de ciclo.	44
5.3 Efectos de presencia de gas.	45
5.4 Determinación de presiones anormales.	46
5.5 Sismograma sintético.	48
5.6 Efecto de fracturas.	52
5.7 Determinación de porosidad.	54
5.8 Determinación de porosidad total real (crossplots)	57
<b>CAPÍTULO VI EJEMPLOS</b>	<b>59</b>
6.1 Presiones anormales	60
6.2 Determinación de porosidad	62
6.3 Evaluación de pozos	65
<b>CAPÍTULO VII AVANCES DEL REGISTRO SÓNICON</b>	<b>70</b>
7.1 Evolución	71
7.2 Especificación de las herramientas actuales	77
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>79</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>81</b>

## INTRODUCCIÓN

## INTRODUCCIÓN

La finalidad de desarrollar un tema relacionado con el Registro Sónico de Porosidad, es entender el funcionamiento de la sonda y su utilidad en Geología, Geofísica y la industria petrolera. El principio de operación está basado en una fuente que utiliza energía mecánica y que propaga el sonido a través de la formación rocosa, la señal que se recibe se interpreta en términos de porosidad, pero tiene muchas otras aplicaciones que se explican en el desarrollo del trabajo, como lo es en su utilidad en sísmica y geología.

El petróleo es la principal fuente de energía, es muy importante en la actualidad y se ha utilizado, desde la época prehispánica hasta la actualidad en donde se le da usos múltiples, desde industriales hasta doméstico.

Hay proyectos en la búsqueda de nuevas fuentes de energía, que sean menos contaminantes y más económicas, pero mientras esto sucede el petróleo tiene un lugar muy importante para la humanidad. De las fuentes energéticas que se tienen: hidráulica, eólica, geotérmica, solar y atómica, la energía producida por hidrocarburos es la más utilizada y ocupa el primer lugar en importancia en el desarrollo tecnológico y económico de una ciudad.

Como todos los yacimientos de hidrocarburos del mundo se encuentran asociados de las rocas sedimentarias, un factor muy importante es la porosidad de las mismas ya que es el lugar donde se alojan los hidrocarburos. La porosidad de una roca sedimentaria puede ser producida al momento de la depositación de los sedimentos por efecto de una selección del tamaño y forma de grano, por disolución de la roca, producida por organismos que la alteran o por efectos mecánicos compresivos y distensivos los cuales producen fracturas.

Una roca porosa aun cuando esté saturada por hidrocarburos y tenga una porosidad considerable, si no existe movilidad de los mismos, el intervalo pierde interés por que su extracción sería muy complicada. Esto nos hace enfocarnos a conocer la permeabilidad y evaluar la porosidad efectiva de las rocas.

Existen varias herramientas para calcular la porosidad de una roca, una de ellas es el sónico de porosidad (BHC) que es una herramienta acústica la cual compensa los efectos del diámetro del pozo y permite estimar una porosidad muy confiable y cercana a la real. Una de las ventajas más importantes de este tipo de registro es que no le afecta la presencia del lodo de perforación que se utilice y la herramienta no necesita estar centralizada.

El objetivo de este trabajo es con el propósito de explicar de una manera sencilla las aplicaciones que se le pueden dar al registro sónico, como se utiliza, los resultados que se obtienen y su importancia en la industria petrolera.

Algunas personas relacionadas con la interpretación y toma de registros creen que es un método un poco complicado debido al principio de operación que se utiliza, pero puede dársele un enfoque no solo en la determinación de parámetros petrofísicos, sino en la obtención de aspectos estructurales, sísmicos y para detectar zonas con presiones anormales.

Las compañías de servicios petroleros son las que toma de registros y editan sus propias gráficas que permiten obtener la porosidad y demás propiedades petrofísicas de una manera directa. Las principales compañías que operan en México son Schlumberger y Halliburton, las cuales han hecho sus propios manuales para determinar todo tipo de parámetros.

## **CAPÍTULO I**

### **ANTECEDENTES**

## ANTECEDENTES

### 1.1 QUÉ ES LA GEOFÍSICA DE POZOS

A partir de que el hombre se interesó por la naturaleza y de lo que de ella le proveía, se inició la exploración y explotación de los recursos para poder satisfacer sus necesidades. Así surgió la explotación de minerales, de agua y de hidrocarburos, forzando a inventar técnicas y modernizar las que ya se conocían, surge la Geofísica de Pozos a principios del siglo XX, como una necesidad de facilitar la exploración y explotación de petróleo y gas principalmente.

La Geofísica de Pozos es la aplicación de los métodos geofísicos en estudios dentro de pozos, esta técnica se basa en el análisis de los registros geofísicos, para determinar propiedades de las rocas. Además determinan el contenido de hidrocarburos en una formación y la calidad de la roca sello y almacén. La finalidad de la Geofísica de Pozos en la actualidad es completamente económica ya que permite tener una visión más apegada a la realidad de lo que se encuentra en el subsuelo, reduciendo costos y pérdidas ya que se utiliza en áreas exploratorias y en desarrollo, para caracterizar yacimientos y evaluar reservas. En la industria petrolera es muy útil ya que se obtiene información estructural, estratigráfica y petrofísica.

Un registro geofísico es la representación gráfica o digital de las propiedades físicas de las rocas atravesadas en un pozo en contra de su profundidad. Los factores que influyen en la respuesta de los registros son: la litología, la porosidad y el contenido de fluidos.

Los registros se clasifican en función del principio físico de la herramienta o en función de la propiedad petrofísica que miden.

#### PRINCIPIO FÍSICO:

- Eléctricos
- Acústicos
- Radioactivos
- Mecánicos

#### PROPIEDAD PETROFÍSICA:

- Resistividad
- Porosidad
- Litológicos

Al momento de perforar un pozo hay que tomar en cuenta todas sus características, el tipo de lodo de perforación, la litología de la columna atravesada, así como espesor de cada formación; por lo que las herramientas que miden resistividad son de investigación profunda y somera. Debido a que las zonas en un pozo sufren diferentes procesos de invasión de filtrado del lodo durante la perforación, es importante la profundidad de investigación de las herramientas ya que lo que importa es medir en la zona no contaminada. Hay que tomar en cuenta que una formación está constituida por estratos y que estos son de espesores variables, por lo que hay que considerar que quizás no se este midiendo en el mismo estrato al hacer una lectura con estas herramientas y exista la influencia de estratos adyacentes.

De los tipos de registros eléctricos, de inducción y enfocados que se tienen, se cuentan con los de investigación profunda, media y somera, los cuales se corren al mismo tiempo para tener los tres tipos de lectura. De los de porosidad se tienen, el sónico compensado, los de densidad y los de neutrón. En los mecánicos existen los de calibración, los de desviaciones y medición de echados. Además se tienen los de temperatura.

En la actualidad en un pozo no se toma registro por registro, se toman varios al mismo tiempo por lo que los resultados impresos están divididos en pistas o carriles donde estarán separados dependiendo de la información que proporcionen; en el primer carril estarán los de calibración, los de rayos gama (GR) y los de potencial espontáneo (SP); en el segundo carril los de resistividad, ya sean de inducción o los eléctricos; y en el tercer carril los de porosidad.

Para tomar varios registros se hace un arreglo de sondas que se conectan entre sí, las cuales medirán las propiedades a profundidad en tiempo distinto ya que están una arriba de la otra y se hace un procesado que grafica todos los datos de los registros.

## 1.2 DESARROLLO DE LA GEOFÍSICA DE POZOS

A principios del siglo XX, en el año de 1910 surge esta técnica con el fin de determinar yacimientos minerales mediante la medición de la resistividad de las rocas desde la superficie. De esta manera nace el sondeo eléctrico que fue la primera técnica que se inventó y de la cual derivan todos los registros que se tienen en la actualidad. Este método fue creado por Conrad y Marcel Schlumberger ingenieros franceses que implementaron esta técnica, que era un método de prospección mineral que se basaba en medir las propiedades eléctricas de las rocas pero desde la superficie; ahora se utiliza principalmente en la prospección de acuíferos y en la búsqueda de minerales y es una herramienta importante, muy utilizada, confiable y que se desarrolla día con día.

La introducción de los registros se puede considerar a partir de 1927 con la aparición del registro de resistividad y la curva de potencial natural (SP), así el primer registro de este tipo fue tomado el 5 de septiembre de ese mismo año en Pechelbronn, Francia, por los ingenieros Henry Doll, Charles Sheibli y Roger Jost, el cual se hizo por estaciones y los valores eran leídos metro por metro. Estos registros llegaron a Venezuela, Rumania, Sumatra, Rusia, Canadá y Estados Unidos. (Fig. 1.2.1)

A partir de 1936, los primeros registros se tomaban con una sonda que tenía un dispositivo con espaciamiento pequeño de 0.4m y otro inverso de 5.70m de espaciamiento. En 1950 se introduce el micro registro que corresponde con un dispositivo con dos espaciamientos cortos que permitía obtener la resistividad de la zona de invasión del filtrado, en 1951 aparece el fotoclinómetro, en 1954 surge el registro de rayos gama neutrón, en 1957 el registro de desviación y medición de echados, en 1951 el **registro sónico**, el registro de inducción en 1964 se desarrolló para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodo base aceite. En 1969 aparece el microlaterolog, en 1971 el registro de proximidad, en 1974 el doblelaterolog y en 1979 el de doble inducción. En la década de los 90 aparecen los registros de imágenes lográndose así un desarrollo notable en las herramientas de toma de registros. Conforme la tecnología avanza, las herramientas se actualizan logrando obtener una mejor resolución y mayor precisión en los datos obtenidos, logrando así un desarrollo notable en las herramientas de toma de registros.

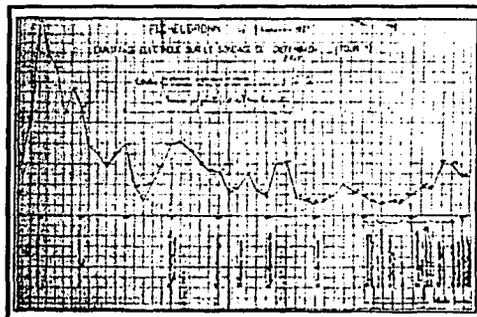


Fig. 1.2.1 Primer registro eléctrico tomado en Pechelbronn, Francia

Con el progreso tecnológico que se venía dando y con los avances de la electrónica surgió una etapa de gran desarrollo y se auguraba un gran futuro para los registros geofísicos, por lo que en 1954 aparecen nuevas herramientas con mejor resolución y varias profundidades de investigación que han ido evolucionando. Con el auge de la Industria Petrolera, estos métodos tomaron gran importancia ya que se volvió uno de los métodos directos más confiables y seguros para la detección de hidrocarburos.

### 1.3 LOS PRIMEROS REGISTROS GEOFÍSICOS EN MÉXICO

Los primeros registros en pozos perforados en México fueron tomados a partir de 1936 en los pozos de las Compañías Royal Dutch Shell y la British Petroleum, usando equipos patentados por Schlumberger, operados manualmente. Para diferenciar mejor las formaciones, su contenido de fluido y conocer el grado de invasión del lodo de perforación se contaba con tres curvas, una de potencial natural y dos de resistividad una denominada normal corta con espaciamiento pequeño de 0.4m y otra denominada normal larga con espaciamiento de 1.6m.

Los primeros registros de pozos mexicanos operados por personal de PEMEX, fueron tomados después de la expropiación de 1938 por los ingenieros Francisco Inguanzo, Amando Morán Juárez y Javier Luna González. Los técnicos de la compañía el Águila (shell) entrenaban entonces a los ingenieros mexicanos. Debido al embargo que México hizo a Estados Unidos e Inglaterra, PEMEX negocia con Schlumberger la venta de equipo, refacciones y asesoría, firmándose un contrato el 25 de octubre de 1943. El primer pozo registrado fue el denominado "El Plan No. 55" (Fig. 1.3.1) en un lugar cercano al poblado de Las Choapas, Veracruz, el cual llegó a una profundidad de 841m. Los primeros equipos utilizados fueron dejados por las compañías extranjeras y reacondicionados por ingenieros mexicanos. Con la utilización de cables de cuatro conductores, se logró tomar registros a una velocidad máxima de 400 metros por hora.

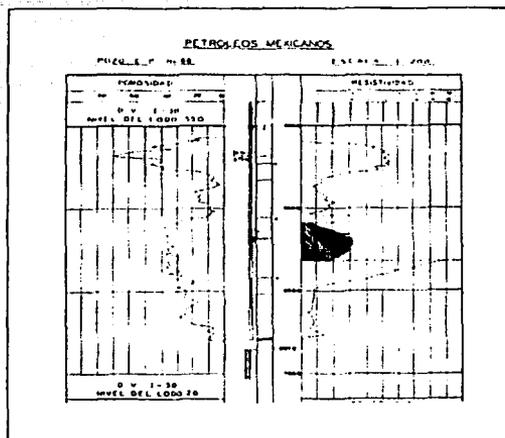


Fig. 1.3.1 Registro tomado el 20 de abril de 1940 en "El Plan" con equipo operado manualmente.

El 20 de Diciembre de 1943, Schlumberger corrió su primer registro eléctrico en el pozo Poza Rica No. 25. Los operadores fueron el ingeniero René Lazzauset de Surencó, S.A. y los ingenieros R. López Saucedo y J. Luna González de Petróleos Mexicanos. Se tomaron dos registros de potencial espontáneo, uno con el pulsador funcionando y el otro sin corriente.

#### 1.4 AVANCES TECNOLÓGICOS DE LOS REGISTROS EN MÉXICO

Los registros eléctricos que se tomaron en los años de 1938 a 1943 fueron realizados con equipos operados manualmente por ingenieros de PEMEX. A partir de 1943 llegaron los primeros equipos con unidades cuadricables. En 1947 llegaron unidades de registros que operaban con cámaras de 5 galvanómetros, que proporcionaban mediciones en películas transparentes; en 1959 PEMEX adquiere de Schlumberger las primeras unidades móviles equipadas con cámaras de 9 galvanómetros y cable de seis conductores.

El registro sísmico aparece en México a partir de 1960, se introdujeron las primeras cabinas marinas OSU-C en 1963, el registro de inducción (6FF40) en 1964, los registros de producción en 1967, el registro de densidad en 1969 y el registro de echados HDT en 1971. El registro de microproximidad fue introducido en 1971, el doble laterolog en 1974 y el de doble inducción en 1979.

Por el incremento de perforación en el mar en la sonda de Campeche y de la necesidad de utilizar la última tecnología de punta, PEMEX firmó un contrato de servicios con Schlumberger Offshore Services en 1978. El avance tecnológico en el área de la informática introdujo computadoras de gran capacidad que se pueden instalar dentro de unidades móviles, como las unidades cibemáticas "CSU" la cual corrió su primer registro en 1979. En ese mismo año se inauguró en la Ciudad de México el centro de computación de Schlumberger, el cual ha sido el apoyo de PEMEX en la introducción de procesamientos avanzados.

Las nuevas técnicas de registros se han visto beneficiadas con procesamientos como Global (1983), el perfil sísmico vertical VSP (1985), la detección de fracturas SONATA (1986), la evaluación de formaciones de litología compleja ELAN (1989) y los procesamientos para herramientas multisensores de imágenes Maxis-500 a partir de 1991.

Del año de 1980 hasta el día de hoy, la Superintendencia General de Registros Geofísicos y Línea de Acero de PEMEX ha ido modernizándose con unidades cibemáticas y equipos de fondo de la nueva generación. Ha superado condiciones adversas de los pozos para tomar registros de hasta 7600 metros de profundidad y ha capacitado a su personal para la máxima utilización de sus recursos, tomando entre 3000 y 5000 registros por año, en la década de los 80's. La modernización y demanda de las técnicas de registros depende de las necesidades que surgen día con día para la detección y extracción de hidrocarburos, no solo en México sino en el mundo entero.

## 1.5 APLICACIONES DE LA GEOFÍSICA DE POZOS

Las aplicaciones que tienen los registros dependen del principio físico de la herramienta o de la propiedad petrofísica que se mida, con ellos se pueda determinar:

- Correlación y límite entre capas." esto se logra con los registros de resistividad y los de rayos gama principalmente, las correlaciones son muy importantes porque así se puede en un pozo nuevo encontrar estructuras y límites de capas o posibles cambios de facies.
- Diferenciación entre rocas duras y blandas." esto es importante para poder determinar zonas arcillosas, arenas o carbonatos.
- Identificación de cuerpos permeables." la porosidad es importante por que ahí es donde se alojan los hidrocarburos, pero si no hay permeabilidad no habrá producción.
- Discriminación entre capas acuíferas y petrolíferas.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos." esto se logra con los registros de densidad, con los de neutrón y los resistivos Este límite es muy importante ya que llegando a el se puede saber que espesor de hidrocarburos existe, ya que abajo del mismo se encontrará agua solamente.
- Determinación cuantitativa de porosidad ( $\Phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ). " esto se logra con los registros de resistividad y porosidad y es útil para saber si el pozo es potencialmente productor y redituable, ya que si la saturación de hidrocarburos es mínima no será costeaable la extracción.

- Determinación de productividad (movilidad de hidrocarburos).- si un pozo tiene un buen porcentaje de hidrocarburos pero no hay permeabilidad no tiene caso continuar, por eso se determina la productividad para no tener pérdidas económicas.
- Pronóstico de fluidos a producir.- esto se logra con la saturación de fluidos y se obtiene con los registros de resistividad; es muy importante saber el tipo de fluido que se tiene y por consiguiente la cantidad del mismo.
- Determinación de litología.- esta se obtiene con la información combinada de los registros: sísmico, densidad y neutrón.
- Determinación de porosidad secundaria.- esta se obtiene con los registros de densidad, neutrón, sísmico y echados este tipo de porosidad es importante por que ahí se aloja la mayoría de los hidrocarburos en los yacimientos de rocas calcáreas en México.
- Delineación de características estructurales y sedimentarias.- es importante saber el tipo de estructuras que se tienen ya que los hidrocarburos se alojan en ellas y sus características sedimentarias nos dan propiedades importantes como la porosidad y la información se obtiene con los registros de echados y potencial natural.
- Volumen de arcilla y permeabilidad.- el contenido de arcilla es importante porque su presencia reduce la permeabilidad.
- Salinidad del agua de formación.
- Determinación de temperatura.
- Medida del diámetro del agujero.

## **CAPÍTULO II**

### **EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ROCAS A TRAVÉS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS**

## EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LAS ROCAS A TRAVÉS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

### 2.1 EL COMPORTAMIENTO DE LOS CUERPOS PERMEABLES EN LA INVASIÓN DEL FILTRADO

El filtrado del lodo es un parámetro muy importante en el comportamiento de las rocas cuando se toma un registro geofísico, el cual, está ligado completamente a la porosidad y permeabilidad de las rocas. El filtrado del lodo afectará las condiciones de una roca al ocasionar que los fluidos originales sean desplazados y los huecos queden rellenos por el nuevo material.

Para entender esto se explicará el concepto de permeabilidad y porosidad en las rocas y se anotará la diferencia que existe entre ellas, ya que porosidad no es sinónimo de permeabilidad.

La porosidad es uno de los parámetros fundamentales para la evaluación de todo yacimiento, ya que cuando se encuentran hidrocarburos nos damos cuenta que no están en la roca en la que se generaron sino en otra a la que han migrado. Por lo tanto el conocimiento de los procesos que afectan a las rocas almacén resulta fundamental para conseguir el máximo rendimiento en la exploración y producción de los mismos.

La porosidad es la medida del volumen de los espacios huecos en una roca, y resulta fundamental para que ésta actúe como almacén:

$$\text{Porosidad} = (\text{volumen ocupado por fluidos} / \text{volumen total}) \times 100$$

La porosidad se expresa con la letra  $\Phi$ . Casi todas las rocas almacenadoras tienen una porosidad entre 5% y 30% y la mayoría entre 10% y 20%.

Existen varios tipos de porosidad según la conexión de los poros. (Fig. 2.1.1)

- **Conectada.** - poros conectados por un solo lado
- **Interconectada.** - poros conectados por varios lados
- **Aislada** - poros sin conectar

Los poros conectados e interconectados constituyen la porosidad efectiva de una roca.

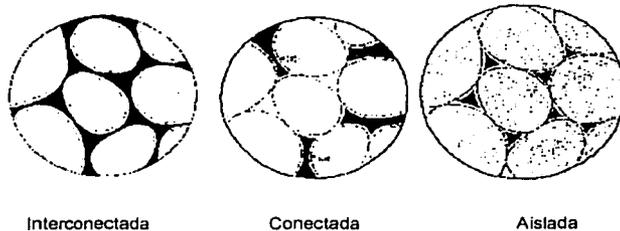


Fig. 2.1.1 Tipos de porosidad

La porosidad también se puede clasificar en función de su origen, como primaria y secundaria.

- **Porosidad primaria.** se forma durante la deposición.
- **Porosidad secundaria.** se forma por procesos postdeposicionales.

La porosidad primaria puede ser de dos tipos:

- **Intergranular.** típica de areniscas, en general presenta buena interconectividad y permeabilidad. La porosidad efectiva es casi equivalente a la total.
- **Intragranular.** es la más típica de fragmentos esqueléticos y raramente se conserva.

Los tipos de porosidad secundaria que se tienen son:

- **Fenestral.** se desarrolla donde hay espacios en la roca, mayores que los poros normales. Es característica de pelmicritas de laguna en las que la deshidratación causa fractura y plegamiento.
- **Intercristalina.** se da entre cristales y es la más general en muchos depósitos de rocas calcáreas. Se da sobre todo en dolomitas.
- **Disolución.** es común en carbonatos, aunque también se puede dar en areniscas. Puede ser de dos tipos: móldica o vugular (que puede formar cavernas). La porosidad efectiva puede ser baja al no estar conectados los poros.
- **De fractura.** se da en cualquier roca que sea frágil a los esfuerzos, aunque también puede deberse a descarga de sobreenterramiento y erosión subsiguiente, o bien por reducción de volúmenes debido a enfriamiento. Las fracturas son a veces rellenadas por cementos.

Para calcular el volumen de hidrocarburos a partir de la porosidad se toma en cuenta el volumen total de la roca, la porosidad y la saturación de agua.

$$\text{Volumen de Hidrocarburos} = \text{Volumen de Roca} \times \text{Porosidad} \times (1 - \text{Saturación de Agua})$$

El segundo factor importante para la existencia de un almacén es la permeabilidad (**K**), que es la capacidad de una roca para que un fluido se mueva a través de ella y se mide en darcys, que es la permeabilidad que tiene un material de un  $\text{cm}^3$  de volumen que permite pasar a un fluido de un centipoise de viscosidad, a una velocidad de 1  $\text{cm/s}$  y a una presión de 1 atm.

La ley de Darcy sólo es válida cuando no hay reacciones químicas entre el fluido y la roca, y cuando hay una sola fase rellenando los poros. La permeabilidad media de las rocas almacenadoras varía entre 5 y 500 milidarcies, aunque hay depósitos de hasta 3000 – 4000 milidarcies. La porosidad es independiente del tamaño de grano, al contrario de la permeabilidad, que desciende con el tamaño de grano.

Al perforar un pozo se alteran las condiciones originales de la roca, ya que se producen fracturas, derrumbes e invasión del lodo de perforación. Al tener una roca muy porosa y permeable se tendrá una mayor invasión del lodo dentro de la misma haciendo que los fluidos propios de la formación sean empujados a otra parte de la roca. Al ocurrir esto se deben corregir los datos muy cercanos a la pared del pozo, ya que estos serán influenciados por los del lodo y no por los fluidos originales de la formación.

Para entender esto se explican las zonas que rodean a un pozo, la manera en la que se les conoce, y su representación en la Fig. 2.1.2

En un pozo tendremos una zona de enjarre, que es la parte sólida del lodo de perforación que queda en las paredes de este, a la resistividad del enjarre se denomina ( $R_{mc}$ ) y puede tener un espesor de  $\frac{1}{2}$  o mayor. Seguido al enjarre se tiene la zona lavada que es la zona de máxima invasión de la parte fluida del lodo en la formación, desplazando a los fluidos propios de la roca excepto al agua irreductible y/o los hidrocarburos residuales; a su resistividad se le conoce como ( $R_{xo}$ ). Después se tiene una zona de transición donde hay parte del lodo de perforación y parte de los fluidos propios de la formación; a su resistividad se le conoce como ( $R_i$ ). Por último se tiene la zona limpia que es una zona no contaminada por fluido de perforación y su resistividad se denomina ( $R_t$ ); esta es muy importante ya que con ella y la resistividad de la roca 100% saturada de agua ( $R_o$ ) se puede determinar la saturación de fluido en cualquier intervalo del pozo. El diámetro de invasión será la parte de influencia del filtrado del lodo de perforación, el cual irá disminuyendo con la profundidad horizontalmente.

Un cuerpo permeable tendrá un comportamiento distinto dependiendo del tipo de fluido que contenga. En el caso de un registro sísmico tendremos que la velocidad de una onda compresional dependerá de la matriz mineral, el tipo de fluido, la salinidad, la temperatura, la presión y del tamaño del poro. El sonido viaja de manera más rápida en los sólidos que en los líquidos o gases, por lo que si se tiene una roca poco porosa el contenido de fluidos será mínimo y si también es poco permeable no habrá movilidad de ellos, haciendo que la onda se comporte como si viajara por un sólido compactado. En el caso de que la roca sea muy porosa alojará una gran cantidad de fluido lo que hará que la onda viaje lentamente dando un tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ) mayor, la variación del  $\Delta t$  dependerá de las características del fluido y de las condiciones a las que se encuentre; el  $\Delta t$  o tiempo de tránsito, es el tiempo que tarda una onda acústica en atravesar un pie de formación y regresar y sus unidades son  $\mu\text{s/ft}$ , esto se explica en capítulo III.

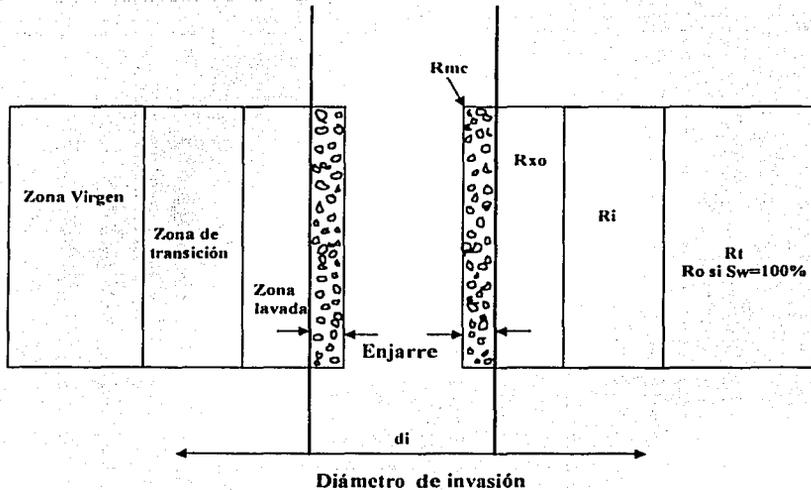


Fig. 2.1.2 Zonas que conforman un pozo.

La velocidad de una onda en un fluido también dependerá de la porosidad y del fluido mismo, teniendo así que a mayor porosidad menor velocidad. Generalmente, si para una porosidad y matriz constante se reemplaza agua por aceite o aceite por gas, la velocidad disminuye. La velocidad del sonido en el agua depende de su salinidad, ya que a mayor salinidad se tiene mayor velocidad, esto es por que el agua se hace más densa y actúa de alguna manera como un sólido con respecto al agua poco salada. Conocer la porosidad de una formación y su permeabilidad es necesario no sólo por el contenido de fluidos que contiene, sino por las características del material filtrado al momento de perforar un pozo, ya que este afecta al pozo y por lo tanto los datos que de él se obtienen por medio de los registros geofísicos.

## 2.2 RELACION DE LA POROSIDAD Y RESISTIVIDAD DE LAS ROCAS

La resistividad eléctrica de un material es su oposición al flujo de corriente eléctrica a través de sí misma y su unidad es ohm-m, la resistividad es una propiedad intrínseca de las formaciones, a diferencia de la resistencia (ohm) que depende de las dimensiones de las capas. La mayoría de las formaciones que se registran para la búsqueda de hidrocarburos se componen de rocas que, al estar secas, no conducirán corriente eléctrica por lo que su conductividad (inverso de la resistividad) es nula, al contrario de esto si se tiene agua intersticial en los poros de la roca habrá una respuesta conductiva siempre y cuando el agua tenga sales disueltas, las cuales, bajo la influencia de un campo eléctrico hará que los iones se muevan transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Por lo que si las condiciones son estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor será la resistividad de la formación.

De lo anterior se puede decir que a mayor porosidad se tendrá menor resistividad por la gran cantidad de agua intersticial en los poros, de ahí que exista una gran relación entre la porosidad y la resistividad, aunque principalmente la resistividad depende del tipo de fluido en los poros.

Las mediciones de resistividad son básicas en la determinación de saturación de fluidos en la parte no invadida del yacimiento. Las mediciones de resistividad se emplean solas y en combinación para determinar la resistividad en la formación no invadida. Las mediciones de resistividad, junto con la resistividad del agua de formación y la porosidad, se utilizan para obtener los valores de saturación de agua.

### 2.3 EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE FLUIDOS EN LAS ROCAS PERMEABLES

El principal objetivo de perforar un pozo es la extracción de hidrocarburos, pero para saber si esto es posible hay que hacer una evaluación del contenido de fluidos, para ello es que se obtiene el Factor de formación y la porosidad.

De manera experimental se sabe que la resistividad de una roca limpia únicamente con agua, libre de cualquier otra sustancia, es proporcional a la resistividad del agua con la cual está completamente saturada. El factor de formación será entonces la resistividad de una roca  $R_o$  de formación no arcillosa saturada al 100% con agua de resistividad  $R_w$ , teniendo así la relación:

$$F = R_o/R_w$$

Para una porosidad determinada, el factor de formación permanece casi constante para todos los valores de  $R_w$  por debajo de aproximadamente 1ohm-m. Si se tienen aguas más dulces y más resistivas, el valor de  $F$  puede disminuir a medida que aumenta el  $R_w$ . En el caso de agua con cierta salinidad, mientras mayor sea la porosidad de una formación, menor será la resistividad de la formación  $R_o$ , y también el factor de formación. Por consiguiente el factor de formación está inversamente relacionado a la porosidad. Es también una función de la estructura porosa y de la distribución del tamaño de los poros.

Archie (1942), estableció una fórmula que relaciona el factor de formación  $F$  y la porosidad  $\Phi$ .

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

$F$  = factor de formación

$a$  = constante que dependerá del tipo de litología

$\Phi$  = porosidad

$m$  = exponente de cementación

El propósito de calcular el factor de formación es para poder obtener la saturación de fluidos. En una formación se tendrán agua más hidrocarburos, pero, ¿en qué proporción? Por eso es que Archie determinó de manera experimental que la saturación de agua de una formación limpia puede expresarse en función de su resistividad real. Por lo que la saturación de agua se obtiene con la siguiente ecuación:

$$S_w = \sqrt{(FR_w) / R_t}$$

Donde

$S_w$  = saturación de agua

$R_w$  = resistividad del agua que satura la roca

$R_t$  = resistividad de la zona limpia

$S_w$  es la fracción del volumen poroso que ocupa el agua de formación y  $(1 - S_w)$  es la fracción del volumen poroso que ocupan los hidrocarburos. De esta manera se puede estimar la cantidad de hidrocarburos que contiene una formación y se puede determinar si es conveniente su extracción.

## **CAPÍTULO III**

### **DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD CON LAS HERRAMIENTAS DE GEOFÍSICA DE POZOS**

## DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD CON LAS HERRAMIENTAS DE GEOFÍSICA DE POZOS

La determinación de la porosidad se hace por medio de los registros de densidad, neutrón, sónico y propagación electromagnética; estos registros aparte de determinar la porosidad son sensibles a la litología y al fluido contenido en los poros. En general, la determinación de la porosidad no es directa y es necesario un análisis cuidadoso. Cuando la litología es simple se puede usar sólo un registro, pero cuando es compleja o desconocida, serán necesarios dos o más registros.

### 3.1 REGISTRO DE DENSIDAD

Este registro mide la densidad de la formación  $\rho_b$  en  $\text{gr/cm}^3$ , así como su factor fotoeléctrico  $\rho_{ef}$  en barns/electrón que permite determinar la litología en las proximidades de la pared del pozo. La radioactividad que la formación deja llegar a la herramienta permite determinar la porosidad. Una fuente radioactiva natural emite rayos gama de alta energía dentro de la formación haciendo que ocurran tres tipos de interacciones entre los rayos gama y la formación: el efecto fotoeléctrico que ocurre con los rayos gama de baja energía; la dispersión Compton que ocurre a niveles de energía intermedios y por último, la producción de pares que ocurre con rayos gama de muy alta energía.

El número de rayos gama encontrados en una formación depende del número de electrones disponibles para colisiones, permitiendo determinar la densidad electrónica o el número de electrones por unidad de volumen.

La herramienta consta de una fuente de Cesio-137 que emite rayos gama, estos pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la formación. Los rayos gama dispersos llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de densidad de la formación, ya que el número de rayos gama de efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones en la formación, por lo tanto la intensidad de rayos gama registrada será inversamente proporcional a la densidad de la formación. La profundidad de investigación de la herramienta es aproximadamente de 15cm, tiene un detector de espaciamiento largo y otro de espaciamiento corto que permite corregir la densidad del enjarre.

#### 3.1.1 Relación entre densidad y porosidad

La densidad  $\rho_b$  de una formación limpia sin arcilla y acuífera puede obtenerse como la suma de las densidades de cada elemento en el volumen total de formación. En el caso de una formación limpia con porosidad  $\Phi$  y zona lavada de 30 cm de extensión, la ecuación de respuesta es:

$$\rho_b = \Phi \cdot \rho_{mf} + (1 - \Phi) \cdot \rho_{ma}$$

$\rho_b$  es la densidad de la formación, en  $\text{gr/cm}^3$   
 $\Phi$  es la porosidad de la formación,  $0 \leq \Phi \leq 1$   
 $\rho_{mf}$  es la densidad del filtrado en la zona investigada por el registro  
 $V_{ma}$  es la fracción de la roca ocupada por la matriz limpia, entre 0 y 1  
 $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz limpia, en  $\text{gr/cm}^3$

Los valores de densidad de la matriz dependen de la misma y sus valores pueden ser:

2.65 gr/cm <sup>3</sup>	areniscas
2.68 gr/cm <sup>3</sup>	arenisca + caliza
2.71 gr/cm <sup>3</sup>	caliza
2.87 gr/cm <sup>3</sup>	dolomitas

El total de la roca esta constituido por la porosidad y el volumen de la matriz,  $1 = \Phi + V_{ma}\%$

La porosidad aparente se obtiene mediante la ecuación:

$$\Phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{mf}}$$

Algunos efectos que afectan la medición además del enjarre son el mal estado del pozo, la arcillosidad, la presencia de hidrocarburos livianos, el lodo cargado con barita. Las compañías que presentan estos servicios publican gráficas que permiten efectuar correcciones por la presencia de esos elementos. Con la medición de la densidad de una formación, además de la porosidad se pueden identificar minerales en depósitos de evaporitas, descubrimiento de gas, determinación de la densidad de hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

### 3.2 REGISTRO DE NEUTRÓN

El registro de neutrón mide el índice de hidrógeno de la formación y se expresa como  $\Phi_N$  o porosidad neutrón en unidades de porosidad (pu porosity-units). Una fuente radioactiva emite continuamente neutrones de alta energía, al encontrarse con átomos del material de la formación choca y pierde parte de su energía y la mayoría ocurre cuando choca con los átomos de hidrógeno, se producen neutrones amortiguados que son capturados por los núcleos de los átomos de cloro, hidrógeno, sílice, los cuales emiten rayos gama. Existen cuatro tipos de interacción entre los neutrones y la formación: la **dispersión elástica** en la cual el neutrón sufre una colisión con el núcleo de los átomos de la formación y rebota observando las leyes de la conservación de la energía y del momento; la **dispersión inelástica** en la cual el núcleo es excitado por la colisión del neutrón a su estado energético emitiendo un rayo gama; la **captura** en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo gama de captura y por último, la **activación** en la cual el núcleo absorbe el neutrón emitiendo un rayo beta, un rayo gama y un neutrón. La profundidad de investigación de la herramienta es de aproximadamente 45cm, la sonda consta de una fuente de neutrones de alto rendimiento en energía, en la parte de arriba lleva montados dos detectores de neutrones termales.

### 3.2.1 Relación entre índice de hidrógeno y porosidad

Frecuentemente se obtiene el registro calibrado en matriz caliza, lo que significa que en calizas limpias y acuíferas la porosidad aparente de neutrón es la verdadera porosidad de la formación. En areniscas limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón es menor que la verdadera porosidad de la formación. En dolomías limpias y acuíferas, la porosidad aparente de neutrón es mayor que la verdadera porosidad en la formación. Como el registro de neutrón mide el índice de hidrógeno de una formación, entonces debe conocerse donde hay hidrógeno. En los fluidos porosos lo encontramos tanto en agua dulce como en agua salada y en hidrocarburos, ya sea aceite o gas. En lutitas con contenido de agua hasta en un 45% y en combinación química con el yeso  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

La porosidad neutrón  $\Phi_N$  de una formación limpia y acuífera se obtiene como la suma de las porosidades neutrón de cada elemento en todo el volumen de la formación.

$$\Phi_{NLog} = \Phi * \Phi_{Nml} + (V_{ma} * \Phi_{Nma})$$

$\Phi_{NLog}$  es el índice de hidrógeno de la formación, matriz caliza en pu  
 $\Phi$  es la porosidad de la formación entre 0 y 1  
 $\Phi_{Nml}$  es el índice de hidrógeno del filtrado, matriz caliza en pu  
 $V_{ma}$  es la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia entre 0 y 1  
 $\Phi_{Nma}$  es el índice de hidrógeno de la matriz  
 $\Phi_{Na}$  porosidad aparente de neutrón

En esta ecuación, la suma de la porosidad y el volumen de la matriz constituye el total de la roca  $1 = \Phi + V_{ma}(\%)$  por lo que la porosidad se determina de la siguiente manera.

$$\Phi_{Na} = \frac{\Phi_{Nlog} - \Phi_{Nma}}{\Phi_{Nml} - \Phi_{Nma}}$$

Como hay factores que afectan la respuesta del registro hay que hacer correcciones y las principales alteraciones son la presencia de arcilla y de hidrocarburos. Las ecuaciones siguientes son las que determinan la porosidad ya corregida.

$$\Phi_{Ne} = \Phi_N - V_{cl}\Phi_{Ncl} \quad \text{corregida por arcillosidad}$$

$$\Phi_e = \Phi_N (1 - \alpha) \quad \text{corregida por hidrocarburos}$$

### 3.3 REGISTRO DE PROPAGACIÓN ELECTROMAGNÉTICA

El registro de propagación electromagnética mide el tiempo de propagación  $t_{pl}$  en nanosegundos/metro ns/m y la atenuación  $A_{it}$  en decibeles/metro dB/m de la onda electromagnética propagándose en la formación. La información que proporciona este registro puede ser utilizada para determinar la porosidad con agua en la formación, ya que para la onda electromagnética los hidrocarburos se presentan con características similares a las de la formación. La medida del registro de propagación electromagnética es muy influenciada por la cantidad y la salinidad del agua en la zona investigada. Las mejores condiciones ocurren con alta porosidad y agua dulce; este tipo de registro permite distinguir agua dulce del aceite, algo muy difícil de hacer con los registros convencionales.

El principio de medición de la herramienta consiste en la propagación de una onda electromagnética, la cual es detectada al pasar por la formación. La constante dieléctrica de los materiales es importante para este tipo de registro, ya que tiene influencia en la respuesta del tiempo de tránsito.

#### 3.3.1 Relación entre el tiempo de tránsito y la porosidad

Considerando que el registro permite distinguir entre agua e hidrocarburos en la zona lavada, la ecuación de respuesta se da en dos componentes: una porosidad con agua  $\Phi_{mf}$  y otra porosidad con hidrocarburos  $\Phi_{hy}$ , manteniendo la relación  $\Phi = \Phi_{mf} + \Phi_{hy}$  entre ellas.

El tiempo de tránsito de una formación limpia y acuífera se obtiene como la suma de los tiempos de tránsito de cada elemento en el volumen total de formación que se tiene. La porosidad y el volumen constituyen el total de la roca y por lo tanto  $1 = \Phi + V_{ma}$  (%)

Entonces la porosidad se determina de la siguiente manera:

$$\Phi_{mf} = \frac{t_{pl} - t_{plma}}{t_{plmf} - t_{plma}}$$

$t_{pl}$	es el tiempo de tránsito de la formación, en ns/m
$\Phi_{mf}$	es la porosidad con agua de la formación y filtrado, $0 \leq \Phi_{mf} \leq 1$
$t_{plmf}$	es el tiempo de tránsito del filtrado, en ns/m
$V_{ma}$	es la fracción de la roca ocupado por la matriz limpia.
$t_{plma}$	es el tiempo de tránsito de la matriz limpia, en ns/m

Hay una segunda ecuación de respuesta, esta vez para la atenuación, que tiene en cuenta que los minerales y los hidrocarburos tiene atenuación cero. La atenuación de una formación limpia y acuífera se obtiene como la suma de las atenuaciones de cada elemento, ponderada por su volumen en la formación.

$$\Phi_{\text{ATA}} = \frac{\text{Att}_{\text{log}}}{\text{Att}_{\text{mf}}}$$

Donde:

$\text{Att}_{\text{log}}$  es la atenuación de la formación, en dB/m  
 $\Phi_{\text{ATA}}$  es la porosidad con agua de la formación y con filtrado.  
 $\text{Att}_{\text{mf}}$  es el tiempo de tránsito del filtrado, en dB/m

Algunos factores que afectan la lectura de estos registros son, la rugosidad de la pared del pozo, el diámetro del pozo y la salinidad del agua de formación.

### 3.4 REGISTRO SÓNICO

Este es otro tipo de registro que permite conocer la porosidad basándose en la propagación de ondas acústicas en una formación, estas ondas son emitidas por una fuente que produce energía mecánica y recibe las ondas que regresan en los receptores que conforman la herramienta, llamando a esto tiempo de tránsito de una onda acústica.

El tiempo de tránsito es el tiempo que tarda una onda compresional de sonido en viajar para recorrer un pie de formación. El tiempo de tránsito es conocido como  $\Delta t$  y se mide en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Por métodos experimentales Wyllie (1958) llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito. La herramienta que se utiliza es el BHC (Bore Hole Compensated).

Para determinar la porosidad hay que tomar en cuenta la litología y la ecuación que estableció Wyllie es:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{mf}}$$

$\Phi_s$  porosidad sónico  
 $\Delta t_f$  tiempo de tránsito medido por el registro  
 $\Delta t_{ma}$  tiempo de tránsito de la matriz  
 $\Delta t_f$  tiempo de tránsito del filtrado

Por medio de estos métodos se puede determinar la porosidad y se utilizan en combinación con otros registros para determinar otros parámetros y tener mejores resultados. Como este registro es el tema que se aborda en este trabajo, en los capítulos siguientes se profundizará más en sus conceptos y aplicaciones.

## **CAPÍTULO IV**

### **REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD BHC**

## REGISTRO SÓNICO DE POROSIDAD (BHC)

### 4.1 TIPOS DE ONDAS

La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes, debido a que la propagación de las ondas se comporta de manera distinta dependiendo: de la formación, de la columna de fluido del pozo y de la misma herramienta del registro. Se explicará el comportamiento de cada tipo de onda, para entender la manera en la que funciona la herramienta del Registro Sónico de Porosidad.

El equipo sónico utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. El sonido es una forma de energía radiante de naturaleza puramente mecánica, esto es, una fuerza la cual se transmite desde la fuente de sonido como un movimiento molecular del medio, este movimiento es vibratorio debido a que las moléculas conservan una posición promedio. Cada molécula transfiere su energía a la siguiente molécula antes de regresar a su posición original.

Cuando una molécula transfiere su energía a otra, la distancia entre ellas es mínima, mientras que entre la primera y la anterior a ella la distancia es mayor que la normal. Las áreas de distancia mínima entre moléculas se llaman "área de compresión" y las de mayor distancia se llaman "áreas de rarefacción" (Fig. 4.1.1) En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y rarefacciones siendo esta la forma en que la energía acústica se transmite en el medio.

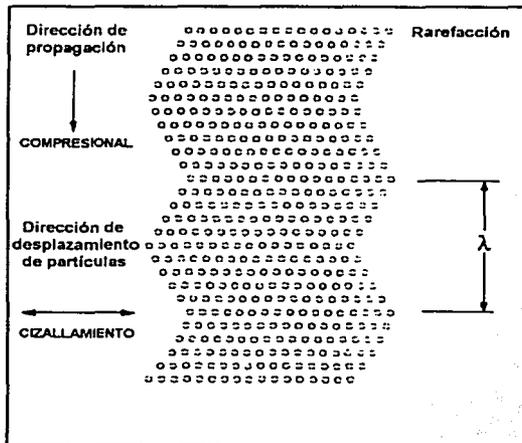


Fig. 4.1.1 Transmisión de la energía acústica

Para entender la manera en la que el sonido permite obtener un registro de las formaciones, es necesario explicar los tipos de ondas que atraviesan el medio y la manera en la que se propagan al ser generadas. Los tipos de ondas acústicas de mayor interés en pozos son: Compresionales, Cizallamiento, Stoneley, de lodo y Rayleigh. Los sólidos, los líquidos y los gases son medios que se oponen a la compresión por lo que los tres producen este tipo de ondas; las ondas compresionales llamadas también ondas de presión son las que se propagan de manera paralela al desplazamiento de las partículas (Fig. 4.1.1).

Las ondas compresionales son las que se transmiten cuando las partículas del medio se desplazan en la dirección de propagación, produciendo compresiones y dilataciones en el medio. La velocidad de una onda compresional en un medio depende de las características del material como la densidad, la porosidad, el contenido de fluidos, la presión y la temperatura.

Las ondas laterales o de cizallamiento se caracterizan porque la dirección de propagación es perpendicular al desplazamiento de las partículas provocando una distorsión. Las ondas de corte o de cizalla, son aquellas en las cuales las partículas del medio se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo que están asociadas con deformaciones del terreno de tipo de cizalla. (Fig. 4.1.2)

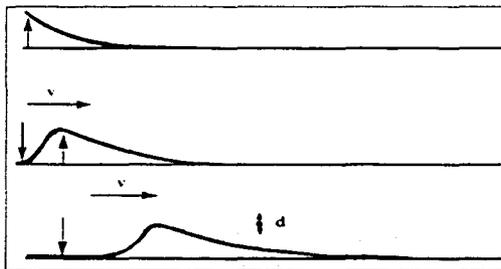


Fig.4.1.2 Onda de cizalla propagándose a lo largo de una cuerda. El desplazamiento de las partículas de la cuerda se da en las direcciones indicadas por d.

El desplazamiento de las partículas en el terreno durante el paso de la onda puede ser en cualquier dirección perpendicular a la de propagación, pero a veces pueden desplazarse en una sola dirección, en cuyo caso se dice que las ondas están polarizadas. La componente vertical de la onda S o de cizallamiento se denota a menudo por SV, mientras que la componente horizontal se denota por SH. (Fig. 4.1.3)

Debido a su rigidez los sólidos se oponen a la dislocación provocando un deslizamiento entre dos partes continuas de un cuerpo, por lo cual los sólidos son los únicos que pueden transmitir este tipo de ondas. Como los líquidos no pueden soportar esfuerzos cortantes, las ondas de cizallamiento no se propagan a través de ellos.

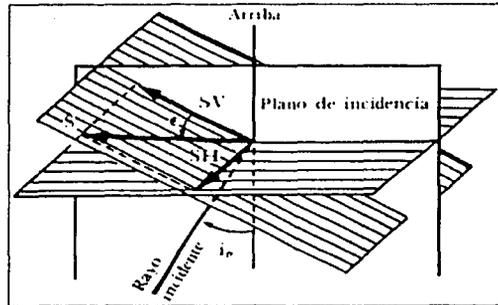


Fig. 4.1.3. La onda S y sus componentes SV y SH.

La velocidad de la onda de cizallamiento es de 1.6 a 2.4 veces menor que la velocidad de una onda compresional y su medición es útil para evaluar las propiedades mecánicas de las rocas y su amplitud es mucho mayor. La velocidad de la onda compresional es la más veloz de todas las ondas sísmicas, alcanza más de 5 km/s en las rocas graníticas cercanas a la superficie y más de 11 km/s en el interior de la Tierra.

Cuando el medio es finito como lo es la columna de lodo, se producen otro tipo de ondas que afectan de manera considerable. Las ondas Rayleigh se originan en la interfase lodo-formación (pared del pozo) y su velocidad es muy cercana a la de las ondas laterales  $V_r = 0.9 V_s$ . La onda es la combinación de 2 desplazamientos, uno paralelo y otro perpendicular a la superficie, la onda se atenúa rápidamente con la distancia desde la interfase. Las ondas Rayleigh se deben a la interacción entre las ondas compresionales y las de cizallamiento, y el movimiento de cada partícula de la superficie del terreno al paso de la onda se da en forma de elipse retrógrada (Fig.4.1.4). Son ondas lentas con velocidades de grupo que van de 1 a 4 km/s.

Las ondas Stoneley se originan en el lodo por la interacción entre lodo y formación, es muy sensible a la rigidez de la pared del pozo; esta es una onda de baja frecuencia la cual sufre poca atenuación, su velocidad es la menor de todas.

Las ondas de lodo son ondas compresionales las cuales viajan por la columna de lodo a una velocidad menor que la de las ondas laterales y compresionales pero mayor que las Stoneley. Estas son ondas que se dan tanto en la formación como en la columna de lodo e interactúan de tal manera que gracias a ellas es posible detectar cavernas, fracturas, hidrocarburos, etc.

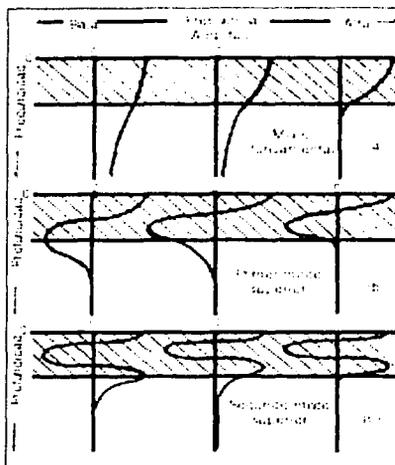


Fig. 4.1.4 Amplitudes de los modos propios de vibración para el modo fundamental y los dos primeros superiores de una onda de Rayleigh.

La propagación del sonido en un medio depende de su impedancia acústica ( $z$ ) y esta es el producto de la velocidad de la onda ( $v$ ) por la densidad del medio  $\rho$ :

$$z = v \cdot \rho$$

Cuando una onda acústica en un medio  $M_1$  incide sobre otro medio  $M_2$  de diferente impedancia, parte de la energía acústica de la onda incidente se transmite hacia  $M_2$  y otra parte se refleja en  $M_1$ . Si  $z_1 = z_2$ , existe un acoplamiento acústico perfecto y no se tendrá onda reflejada. (Fig.4.1.5)

Los acoplamientos acústicos serán diferentes dependiendo del material y del contenido en los poros. Por ejemplo un buen acoplamiento se tendrá en rocas y arenas no consolidadas someras donde  $z_1$  y  $z_2$  tendrán valores similares, al contrario de lo que ocurre en formaciones con presencia de gas.

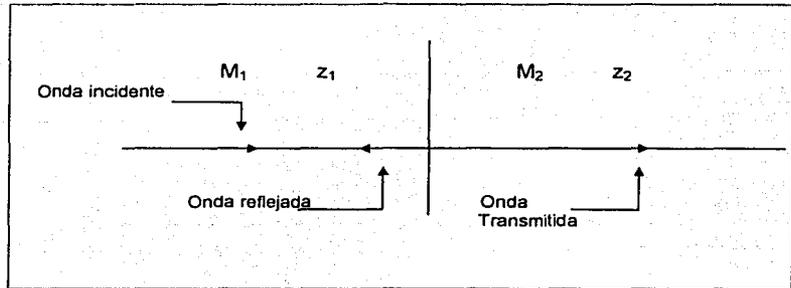


Fig. 4.1.5 Ondas reflejada y refractada.

Si el ángulo de incidencia se va variando alcanzará un valor  $i_c$  (ángulo crítico de incidencia), para el cual el ángulo de refracción será igual a  $90^\circ$ . Conforme la onda refractada se propaga a lo largo de la pared del pozo radiará energía hacia el lodo, con un ángulo igual al de incidencia que la generó. La energía se propaga paralela a la pared del pozo confinada a unas pocas pulgadas de formación, por lo que la profundidad de investigación del equipo sónico es pequeña y depende en gran medida de la profundidad de la onda de sonido.

El fenómeno de la incidencia de las ondas acústicas en un medio se explica en la ley de Snell (Fig. 4.1.6)

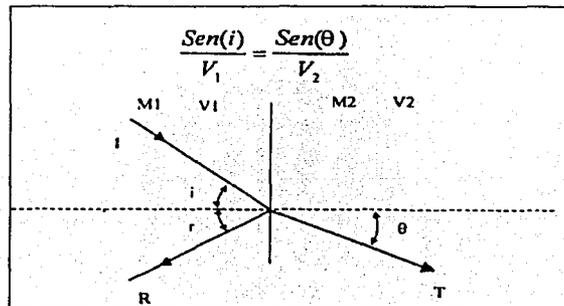


Fig. 4.1.6 Ley de Snell.

En un pozo (columna de lodo-formación) se tiene que cuando la onda compresional viaja por el lodo precedente del transmisor incide sobre la pared del pozo creando esfuerzos mecánicos, los cuales producen tres tipos de ondas distintas a partir de la onda compresional incidente:

Onda compresional reflejada	CR
Onda compresional refractada	C
Onda lateral refractada	S

Como la velocidad de la onda lateral es menor que la de la onda compresional, a partir de la ley de Snell se obtiene que  $\theta_s < \theta_c$  y los ángulos críticos de incidencia para las ondas laterales y compresionales refractadas serán distintos. (Fig. 4.1.7)

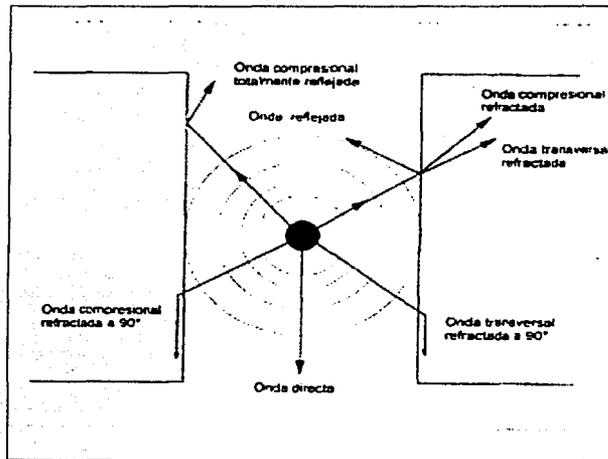


Fig.4.1.7 Onda acústica en el pozo

#### 4.2 PRINCIPIO FÍSICO DE LA HERRAMIENTA

El equipo Sónico mide el tiempo de tránsito del primer arribo que llega al receptor, el cual viajó del transmisor a la formación como onda compresional, se refractó en la formación como onda compresional viajando paralela a la pared del pozo (ángulo crítico de incidencia) y se refractó nuevamente de la formación al pozo como onda compresional. Todas las ondas descritas llegan a los receptores del equipo y se muestran en un osciloscopio. (FIG. 4.2.1)

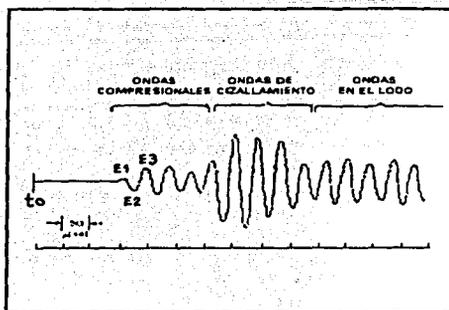


Fig. 4.2.1 Recepción de señales.

La señal de disparo llamada  $t_0$  es un pulso doble y representa el momento en que el transmisor disparó; el conjunto de señales que llegan al receptor se llama  $tx$ , los picos positivos de  $tx$  se denominan E1, E3, E5 y los picos negativos E2, E4, E6.

El sonido tiene diferentes velocidades en diferentes materiales por lo que el tiempo de tránsito depende del tipo de litología, mientras más denso y elástico es el material mayor será la velocidad del sonido en él. La tabla 4.2.1 muestra los valores de velocidad del sonido a través de los diferentes materiales que constituyen a las formaciones, desde minerales hasta fluido en los poros; con estos valores es posible obtener la porosidad aparente y la litología apoyándose en otros registros y en muestras directas obtenidas de la perforación del pozo.

El sonido que es emitido desde el transmisor, choca contra las paredes del agujero. Esto establece ondas de compresión y de cizallamiento dentro de la formación, ondas de superficie a lo largo de la pared del agujero y ondas dirigidas dentro de la columna de fluido.

El primer arribo u onda compresional viaja desde el transmisor hasta la formación como una onda de presión de fluido, se refracta en la pared del pozo viaja dentro de la formación a la velocidad de la onda compresional de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido.

La onda de cizallamiento viaja del transmisor a la formación como una onda de presión de fluido, viaja dentro de la formación a la velocidad de onda de cizallamiento de la formación y regresa al receptor como una onda de presión de fluido. La onda de lodo es la que viaja directamente del transmisor al receptor en la columna de lodo, a la velocidad de onda de compresión del fluido del agujero.

La onda Stoneley es de gran amplitud y viaja del transmisor al receptor con una velocidad menor a la de las ondas de compresión en el fluido del agujero. Su velocidad depende de la frecuencia del pulso del sonido, del diámetro del agujero, de la velocidad de cizallamiento de la formación y del fluido, y de la velocidad de la onda de compresión en el fluido.

	Material	$\Delta t(\mu s/pie)$	Vp(pie/s)
Sólidos no porosos	Anhidrita	50.0	20,000
	Calcita	49.7	20,100
	Cemento	83.3	12,000
	Dolomita	43.5	23,000
	Granito	50.7	19,700
	Yeso	52.6	19,000
	Caliza	47.6	21,000
	Cuarzo	52.9	18,900
	Cuarcita	55.6	18,000
	Sal	56.6	15,000
	Acero (espesor infinito)	55.0	20,000
	Tubería	57.0	17,500
Rocas porosas saturadas con agua	Dolomitas 5 - 20%	50.0 - 66.6	20,000 - 15,000
	Calizas 5 - 20%	54.0 - 76.9	18,500 - 13,000
	Arenisca 5 - 20%	62.5 - 86.9	16,000 - 11,500
	Arenas 20 - 35% (no consolidadas)	86.9 - 111.1	11,500 - 9,000
	Lutitas	58.8 - 143	17,000 - 7,000
Líquidos (a temperatura y presión normales)	Agua pura	208.0	4,800
	Agua(100,000mg/L de NaCl)	192.3	5,200
	Agua(200,000mg/L de NaCl)	181.8	5,500
	Agua promedio	189.0	5,300
	Petróleo	238.1	4,200
	Lodo	189.0	
Gases (promedio aritmético)	Hidrógeno	235.3	4,250
	Metano	666.6	1,500

Tabla 4.2.1 Velocidad acústica de algunos materiales.

## 4.2.1 FUNCIONAMIENTO DE LA SONDA

Un equipo sísmico básico consiste de un transmisor y un receptor, donde la trayectoria seguida por el sonido abarca la distancia a, b y c a través del pozo y de la formación. (Fig. 4.2.2)

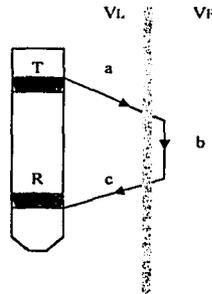


Fig. 4.2.2 Sonda de un receptor estándar.

Cuando el transmisor es activado por un pulsor, este genera una onda de sonido la cual penetra en la formación, se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes. Los transmisores son activados alternamente y los valores de  $\Delta t$  son promediados automáticamente en superficie. Lo que se obtiene de la herramienta y que es lo que nos ayuda a interpretar el resultado es el tiempo transcurrido  $t_t$  el cual tiene como unidades  $\mu s / pie$ :

$$t_t = a / V_L + b / V_F + c / V_L$$

$v_L$  = Velocidad en el lodo  
 $v_F$  = Velocidad en la formación

El tiempo de tránsito o  $\Delta t$  es el tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Como el valor de  $\Delta t$  que se pretende medir es el de la formación, entonces este dependerá completamente del lodo. Para resolver éste problema basta con utilizar una sonda con dos receptores, el cual nos dará la diferencia de tiempos de tránsito medidos con cada uno de los receptores de tal manera que se cancela el tiempo de tránsito del lodo. La sonda mide 8.50 m. aproximadamente y está completamente ranurada con la finalidad de eliminar los efectos del lodo en la herramienta. (Fig. 4.2.3)

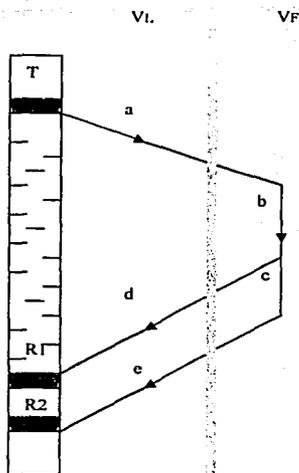


Fig. 4.2.3 Sonda de dos receptores

Como los efectos del lodo no son los únicos que alteran la lectura del sónico existe una herramienta que compensa las irregularidades que puedan haber en el pozo o en la sonda, como: presencia de cavemas y sonda inclinada, esta herramienta se llama Sonda Compensada por Agujero (BHC Bore Hole Compensated). Esta es una sonda con dos transmisores y cuatro receptores, dos para cada transmisor en forma simétrica, la cual obtiene tiempos de tránsito para cada uno de los arreglos y de igual manera que el anterior se promedia para obtener un sólo tiempo de tránsito ya compensando, que será el de la formación (Fig.4.2.4).

El BHC mide el tiempo de tránsito denominado "slowness" de una onda acústica en la formación en  $\mu\text{s}/\text{pie}$ , presentado en las pistas 2 y 3 en forma lineal, en escala de 40 a 140  $\mu\text{s}/\text{pie}$  generalmente (Fig. 4.2.4. (a) ), un transmisor en la herramienta genera una onda que se propaga por el lodo, alcanza las paredes del pozo y continúa propagándose por ellas. Los efectos de esta propagación son detectados por dos receptores, generalmente a 3 y 5 pies del transmisor, la diferencia de tiempos observada medidos desde el momento del disparo del transmisor es dividida por los 2 pies que separan los receptores y así se determina el tiempo de tránsito de la formación (EC. 4.1).

$$\text{Fórmula para el BHC: } \Delta t_{\text{BHC}} = \frac{\Delta t_1 + \Delta t_2}{2 \times \text{espaciamiento}} = \frac{TT_4 - TT_2 + TT_1 - TT_3}{4} \quad (\text{EC. 4.1})$$

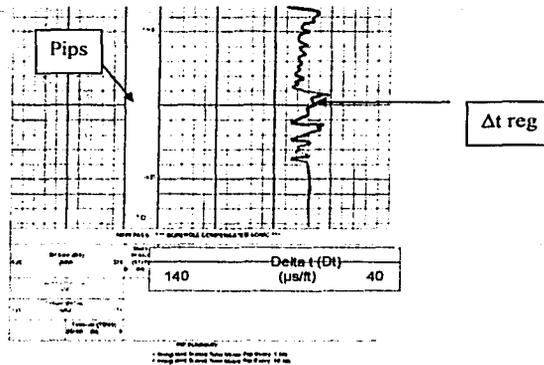


Fig. 4.2.4 (a) Presentación y escala del registro sísmico.

En el sísmico compensado (BHC) para compensar el efecto de tamaño de pozo se utiliza una segunda configuración invertida de un transmisor y dos receptores, de tal modo que en ambas mediciones se investiguen los mismos 2 pies de formación. Las variaciones de tamaño del pozo afectarán a ambas configuraciones, en exceso a uno y en defecto a la otra con lo cual el promedio de las dos mediciones es el  $\Delta t$  de la formación ya compensado. Pueden existir varios frentes de onda, viajando por diferentes caminos desde el transmisor hasta el receptor en la herramienta del registro; cada receptor en la herramienta registra una onda que representa la combinación de todos los diferentes modos de propagación.

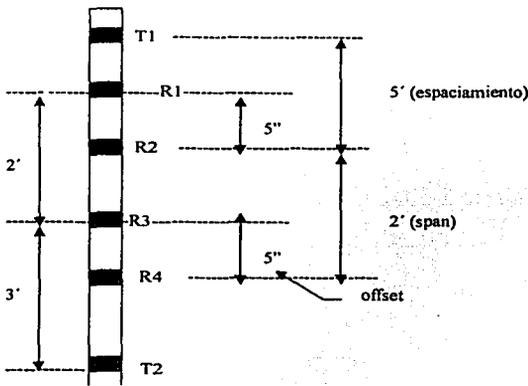


Fig. 4.2.4 Configuración de la sonda BHC.

**Offset** es el espaciamiento entre receptores de arreglos distintos y mide 5 pulgadas. El **span** es la distancia entre el receptor superior y el inferior de un mismo arreglo y mide 2 pies

Al utilizar el BHC en el caso de sonda inclinada se tiene que el tiempo de respuesta es menor en los receptores R1 y R4 que en los receptores R2 y R3 respectivamente, teniendo así dos tiempos diferentes uno más grande que otro pero en la misma proporción, de tal modo que al promediarse se cancelan teniéndose el tiempo de tránsito de la formación (Fig. 4.2.5).

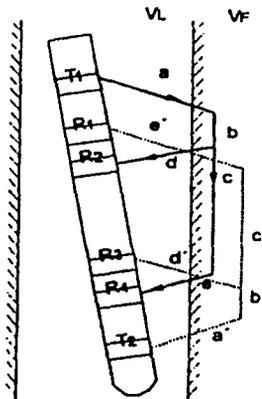


Fig. 4.2.5 Sonda inclinada

En el caso de una cavema como se puede observar en ejemplo de la figura 4.2.6 cuando la herramienta entra en ella el arreglo superior mide un tiempo de tránsito más corto debido a que la distancia  $d$  es mayor, al mismo tiempo el arreglo inferior mide un tiempo de tránsito más grande debido a que la trayectoria  $e'$  es mayor. Al promediar los dos arreglos los picos de las señales se cancelan por ser de la misma magnitud pero con sentido diferente, quedando la señal promedio que será el tiempo de tránsito de la formación (Fig. 4.2.6).

El tiempo de tránsito integrado se presenta por una serie de marcas (PIPS) registradas en el margen izquierdo de la pista 2 Fig.4.2.4(a), cada marca pequeña indica un aumento de un milisegundo del tiempo de tránsito total; una marca grande es registrada cada diez milisegundos, el tiempo de tránsito entre dos profundidades se obtiene contando las marcas registradas.

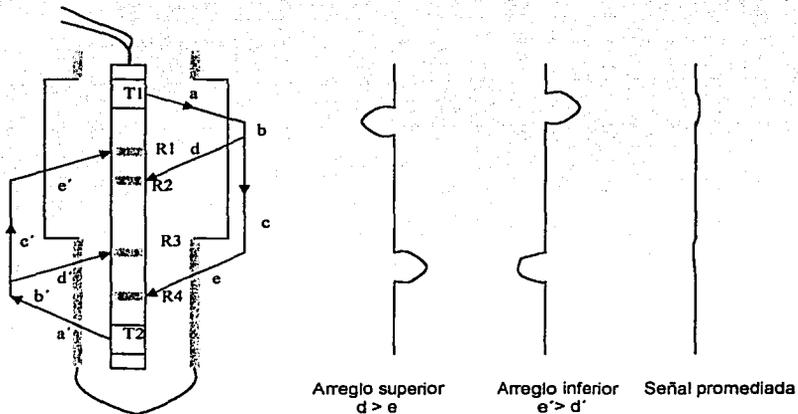


Fig. 4.2.6 Compensación por cavemas.

#### 4.2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA HERRAMIENTA

La herramienta sónica se puede utilizar con todo tipo de lodo, con este registro se pueden obtener resultados que con otros registros serían deficientes, como para determinar algún tipo de litología donde el tiempo de tránsito es muy útil.

El principio de operación del sónico es completamente acústico, generado por energía mecánica que viaja desde un transmisor hacia la pared del pozo por lo que son importantes las condiciones del pozo, donde se generan cuerpos de ondas tanto de la formación como del pozo y ondas guiadas.

En el equipo sónico los impulsos son repetitivos y el sonido aparecerá como áreas alternadas de compresiones y refracciones llamadas ondas, siendo esta la forma en que la energía acústica se transmite en el medio. El sónico convencional normalmente detecta el arribo de ondas compresionales. El inverso de la velocidad de onda  $\Delta t$  es computado de la diferencia entre los tiempos de tránsito para varios espaciamentos Transmisor - Receptor.

El tren de ondas del sónico de todo el agujero es muy complejo, pero contiene toda la información concerniente a la disipación de la energía dentro del medio en el pozo y la formación.

La velocidad a la que se corre esta herramienta es de 18 m/min. Las compañías que toman registros tienen diferentes especificaciones para la utilización de las herramientas, pero son muy parecidas, estas se muestran en la tabla 4.2.2

Especificaciones herramienta Schlumberg	Especificaciones herramienta Halliburton
<p>Las condiciones que debe tener un pozo son:</p> <p>Temperatura máxima: 175°C            Presión máxima: 20,000 psi            Diámetro del agujero mínimo: 4 – 5/8 plg            Diámetro del agujero máximo: 18 plg</p> <p>Características de la herramienta</p> <p>Diámetro máximo: 3 – 5/8 plg            Peso: 190.9 Kg            Longitud: 8.48 m</p> <p>Medición de la herramienta</p> <p>Principio: Registro de la onda sónica            Rango: 40 – 190 <math>\mu</math>s/pie            Resolución vertical: 1 pie aproximado            Profundidad de investigación: 1 pie aproximado</p>	<p>205°C            20,000 psi            4.5 plg            20 plg</p> <p>3.62 plg            208 Kg.            8.71 m</p> <p>Registro de onda completa de la señal sónica            40 – 190 <math>\mu</math>s/pie            1 pie aproximado            1 pie aproximado</p>

Tabla 4.2.2 Especificaciones de la herramienta BHC.

La resolución vertical del registro sónico depende del espaciamiento entre los receptores utilizados en la determinación de  $\Delta t$  de la formación; para el registro BHC normal es del orden de 2 pies. El equipo en si no necesita de una calibración, sólo se verifica el disparo de los transmisores acústicos y la recepción de la señal. Esto se hace en el taller colocando la sonda dentro de un tubo metálico lleno con agua a una presión de 500 psi, se hace un disparo y esto permite evaluar la eficiencia de los transductores. No hay necesidad de aplicar correcciones por efectos ambientales al registro sónico BHC, sin embargo el registro puede estar afectado por alteración de la formación en las proximidades de la pared el pozo, lo que altera el valor del tiempo de tránsito medido. Una herramienta de sónico con espaciamiento largo (LSS) genera un registro prácticamente libre de este efecto.

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIONES DEL REGISTRO SÓNICO**

## APLICACIONES DEL REGISTRO SÓNICO

Todas las herramientas que toman registros geofísicos, fueron creadas para un uso en particular, pero además tienen otros usos y aplicaciones distintas. En el caso del registro sísmico la herramienta (BHC) fue creada para determinar porosidad, pero debido al principio acústico que maneja es posible determinar otras propiedades y condiciones del pozo que se está perforando y estudiando.

En primera instancia la propagación de ondas acústicas en el medio, permiten obtener el tiempo de tránsito de las mismas al atravesar la parte sólida y la parte con fluidos, determinando así la porosidad de una formación. Está es la principal aplicación que se le da a este registro, sin embargo, se puede determinar litología de manera general, la presencia de fracturas (porosidad secundaria), presencia de cavemas y presiones anormales, estas muy importantes para poder controlar el pozo. También se puede aplicar en otras áreas como en la prospección sísmica para obtener trazas sintéticas por medio de la velocidad y la densidad de la formación.

A esta herramienta, le afectan la litología, los fluidos contenidos en dicho pozo, así como la arcillosidad que es uno de esos factores que tiene que ser bien estudiado porque puede hacernos concluir valores mayores de porosidad a la verdadera.

### 5.1 EFECTOS POR ARCILLOSIDAD

Una de las causas del incremento de  $\Delta t$  es la presencia de arcillas intercaladas en los paquetes de arena. Al correrse el registro sísmico y pasar por estas arenas se obtiene una disminución en la velocidad, indicando la presencia de algo diferente o que no corresponde con la litología.

La arcillosidad afecta a la roca almacén de diferente manera, según sea la lutita laminada, dispersa o estructural, es decir la disposición en la que se encuentran distribuidas las arcillas en los paquetes de roca. Generalmente la arcillosidad está asociada a disminuciones de permeabilidad y de porosidad efectiva. El volumen de lutita en la formación incluye la arcilla así como los silicatos de aluminio del limo y los granos de cuarzo, por lo que parte del limo en la formación es incluido en la lutita y parte en la roca almacén. Este volumen es expresado como fracción del volumen de la roca, con valores entre 0 y 1.

Generalmente se asume que dentro de intervalos limitados, los parámetros de registros en las lutitas permanecen constantes. En formaciones conteniendo varias intercalaciones de lutita, generalmente, puede observarse una variación lenta de los parámetros de lutita al variar la profundidad, reflejando la disminución del contenido de agua al aumentar la profundidad. Al observar variaciones del tiempo de tránsito en una formación al correrse el registro sísmico puede atribuirse a dos causas, la presencia de arcillas o la presencia de hidrocarburos.

En el caso de una arena compacta se puede suponer que la alteración es por causa de arcilla, por lo que se hace una corrección para que no afecte a la porosidad cuando se meten los valores a la carta de determinación de porosidad.

Para cuando se tienen arenas no compactas la presencia de arcilla no es lo único que puede afectarlo, este incremento del  $\Delta t$  puede deberse a la misma no compactación o a la presencia de hidrocarburos, por lo que se habrá de analizar el intervalo utilizando otros registros.

Es muy importante corregir la arcillosidad, ya que al tratar de obtener la porosidad sónica si no se ha hecho la corrección se obtendrán valores más altos de lo que realmente son y esto nos dará una saturación de agua diferente a la que realmente se tiene.

De manera general se puede determinar la porosidad así:

$$\Delta t = \Phi \Delta t_f + V_{cl} \Delta t_{cl} + (1 - \Phi - V_{cl}) \Delta t_{ma}$$

Donde:

$\Delta t$	es el tiempo de tránsito del registro
$\Delta t_{cl}$	es el tiempo de tránsito de la arcilla de la capa adyacente.
$\Delta t_{ma}$	es el tiempo de tránsito de la matriz
$\Delta t_f$	es el tiempo de tránsito del filtrado
$V_{cl}$	es la fracción de volumen de la arcilla
$\Phi$	porosidad

El registro sónico puede funcionar como indicador de arcillosidad en combinación con los registros de densidad o neutrón. El indicador obtenido del sónico-densidad tiene la característica de ser menos sensible a los cambios de litología y no se recomienda en pozos en malas condiciones.

Las lecturas del registro sónico en lutitas puede variar entre 70 y 130  $\mu\text{s}/\text{ft}$ , el efecto de la presencia de lutita en la formación depende del contraste del tiempo de tránsito medido en las lutitas y el de la formación limpia. La presencia de arcillas en el yacimiento origina perturbaciones en la evaluación, complica la determinación de hidrocarburos y afecta la habilidad del yacimiento para producirlos, por ello es importante hacer una corrección por arcillosidad y saber detectar su presencia.

## 5.2 SALTOS DE CICLO

En algunos casos, la señal que arriba al segundo receptor es muy baja para detectarse en el primer arribo. La detección luego, ocurre en el segundo o tercer ciclo de arribo (Fig. 5.2.1). Esto se muestra como incrementos abruptos en  $\Delta t$ . Si el salto de ciclo aparece sólo en uno de los detectores alejados, el incremento en  $\Delta t$  es entre 19 y 12.5  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para el segundo ciclo y 20 a 25  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para el tercero. Si el salto de ciclo ocurre en ambos receptores alejados, el error en  $\Delta t$  está entre 20 y 25  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para un ciclo olvidado y de 30 a 37.5  $\mu\text{s}/\text{ft}$  para los dos.

Este salto ocasional en  $\Delta t$  a menudo está asociado con la presencia de gas y algunas veces de aceite, esto también puede suceder en zonas de fractura y se debe a la fuerte atenuación de la señal.

La frecuencia de la onda de sonido es de 20 Kilociclos/seg, el principal interés de los saltos de ciclo es para la detección de zonas con gas.

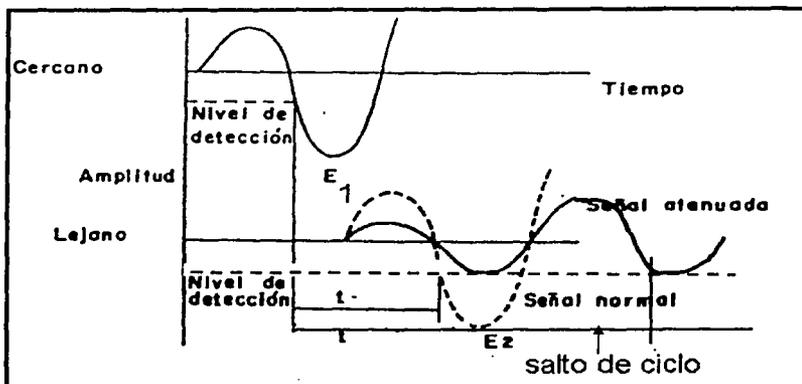


Fig. 5.2.1 Salto de ciclo.

### 5.3 EFECTO DE PRESENCIA DE GAS

El registro sónico no es la mejor herramienta para detectar hidrocarburos, sin embargo las variaciones de  $\Delta t$  respecto a la litología y la profundidad pueden estar indicando la presencia de ellos, esto no se puede asegurar si no se corrobora con otros registros y con muestras de núcleos y de canal.

La presencia de hidrocarburos en la roca almacén generalmente no afecta la medición del tiempo de tránsito en formaciones compactas. La experiencia muestra que los efectos de hidrocarburos sólo se pueden notar en formaciones no consolidadas. Cuando las formaciones no están compactas la presencia de hidrocarburos y especialmente de gas aumenta el  $\Delta t$ , no se ha podido demostrar algún efecto de hidrocarburos sobre  $\Delta t$  cuando la presión diferencial es mayor a 5000 psi y la porosidad es menor a 15 %.

Cuando se tiene un aumento de hidrocarburos residuales se tendrá una tendencia a aumentar la porosidad sónica  $\phi_s$  con respecto a la porosidad efectiva  $\Phi_e$ .

La presencia de hidrocarburos está muy ligada con los efectos de presión diferencial que se tienen en las formaciones, teniendo así que el efecto del fluido tendrá una importancia mucho más grande cuando la presión diferencial es baja.

El efecto de gas es difícil de determinar. La profundidad de investigación del sónico es muy reducida y en areniscas impermeables es el gas residual cerca del pozo el que afecta la lectura. Mientras más grande es la corrección por compactación, más grande es la corrección por efecto de gas.

La impedancia acústica del gas es muy baja comparada con el lodo y la formación, esto ocasiona grandes reflejos quedando la señal transmitida a la formación fuertemente atenuada, lo cual ocasiona frecuentes saltos de ciclo.

Quando se tiene sólo un perfil sónico se puede hacer una corrección por efecto de hidrocarburos usando un factor de multiplicación de 0.7 para efecto de gas y 0.9 para efecto de hidrocarburos. Cuando hay hidrocarburos pesados presentes, aun aplicando la corrección por efecto de compactación, la porosidad seguirá dando muy alta por lo que se le aplica la corrección por efecto de gas (ejemplo 6.3).

#### 5.4 DETERMINACIÓN DE PRESIONES ANORMALES

En el subsuelo existe una gran cantidad de eventos de todo tipo. Cuando sé esta perforando un pozo hay que tener cuidado con no desequilibrar o alterar su naturaleza, de ahí la importancia del estudio de la presión en las formaciones; hacer estos estudios implica seguridad y pocas pérdidas económicas.

Una formación está constituida por la roca en sí y por el contenido de fluidos que almacena, ya sean agua, aceite o gas. Dichas formaciones se ven afectadas por sistemas de presiones que hacen que estas se mantengan en equilibrio.

Las presiones que las afectan son, la presión litostática, la presión hidrostática y las presiones propias de la formación como las presiones anormales y la presión de poro; Al momento de la perforación se debe tener cuidado con cada una de ellas para evitar derrumbes, para no perder el control del pozo, para poder determinar la profundidad óptima de asentamiento de las tuberías y para la adecuada programación de las densidades del lodo.

La **presión de poro**, es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los poros de la roca al quedar atrapados al momento de la sedimentación.

La **presión hidrostática (PH)**, es la ejercida por el peso de una columna de fluido y depende de la altura y la densidad del fluido. El gradiente normal de formación es  $0.107 \text{Kg/cm}^2/\text{m}$  equivalente a una columna de agua salada de 80,000 ppm.

La **presión litostática**, es la presión ejercida por el total de la masa rocosa, más la presión del fluido en los poros sobre un punto determinado.

Las presiones propias de la formación tienen su origen en las características petrofísicas de las rocas y la historia geológica del área. Estas pueden ser, anormalmente bajas, normales y anormalmente altas.

Las presiones anormalmente bajas pueden deberse:

- A la liberación de presión litostática al ser erosionadas capas superiores y haber levantamiento.
- A la extracción de fluidos del yacimiento de manera excesiva en la formación productora y no hay un empuje hidráulico que compense esta producción

Se considera una presión anormalmente baja a la que es menor a un gradiente de  $0.107 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ . Las presiones anormalmente altas son debidas al peso de la sobrecarga que soportan los fluidos de las rocas al no ser expulsados por las características de la roca o las condiciones de sepultamiento, por rápidos ritmos de sedimentación, actividad tectónica, represionamiento de yacimientos someros, depósitos de sal, diagénesis de las cenizas volcánicas, nivel de fluido piezométrico, fenómenos osmóticos, rehidratación de la anhidrita o avance composicional. Se considera una presión anormalmente alta a la que tiene un gradiente mayor a  $0.107 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ . A medida que aumenta la profundidad, la presión litostática es mayor, provocando compactación y desalojo de fluidos, al no ocurrir esto se tienen zona sobre presurizadas con un contenido de fluidos anormalmente altos con relación a su profundidad y se les llaman formaciones no compactadas. (Fig. 5.4.1)

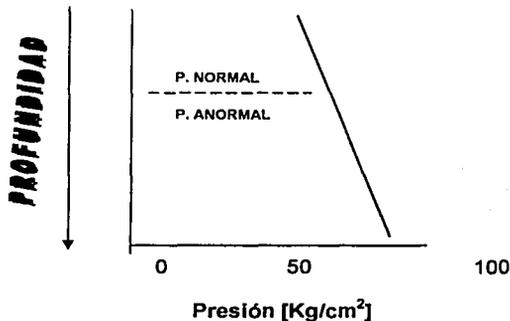


Fig. 5.4.1 Tendencia de la presión con la profundidad

Hay diferentes indicadores de zonas con presiones anormales, uno de ellos es el uso de registros geofísicos, como son los de resistividad, densidad y sísmico. Para determinar zonas con presiones anormales con el registro sísmico es necesario entender el comportamiento de la curva  $\Delta t$ . Las formaciones con presiones de fluidos anormalmente altas, con frecuencia están sobrepresionadas por arcillas sobrepresionadas que tienen un exceso de agua en los poros. El tiempo de tránsito sísmico es mayor en estas arcillas que en las que se compactan normalmente. Por lo tanto puede emplearse un registro sísmico para predecir la posibilidad de sobrepresión. Normalmente el tiempo de tránsito sísmico decrece en las arcillas al aumentar la profundidad. Por medio de una gráfica  $\Delta t$  contra profundidad se puede definir la compactación normal. Las desviaciones de esta tendencia hacia valores más altos sugieren una sección anormalmente sobrepresionada.

Para evaluar las presiones en una formación C.E. Hotman y R. M. Johnson, en 1965, determinaron que las presiones de poro de las lutitas pueden ser determinadas a partir de los registros acústicos. Para ello establecieron la relación del tiempo de tránsito contra la profundidad, donde, si se tiene una tendencia lineal se tendrán gradientes de presión normal y en el caso de que no sea lineal se tendrá un gradiente de presiones anormales (Fig. 5.4.1). El registro se evalúa desde la cima hasta el fondo graficando los valores de  $\Delta t$  contra profundidad, se obtiene la tendencia de compactación normal y se calcula el gradiente de presión en el punto de interés.

Es muy importante conocer las presiones que se tienen en un pozo, ya que si existen hidrocarburos, el peso del lodo de perforación evita que fluyan a la superficie y genera una presión diferencial que los mueve para adentro de la formación. La oportuna identificación de una zona de presiones anormales y una exacta estimación de la magnitud de la sobrepresión, puede significar seguridad y disminución de pérdidas económicas en las operaciones de perforación. La tendencia normal del registro sónico con la profundidad, es de ir disminuyendo el tiempo de tránsito debido a la compactación de los materiales a causa de la presión litostática, teniendo de esta manera una relación lineal inversa entre el  $\Delta t$  y la profundidad, a mayor profundidad menor  $\Delta t$ . Si esto se ve afectado se puede intuir que algo no es normal y lo más probable es que se deba a una zona sobrepresurizada, para esto hay que tomar en cuenta los datos obtenidos de otros registros y otros métodos de detección.

Se ejemplifica la presencia de zonas anormales en el capítulo VI, donde se observa la tendencia de compactación y el comportamiento de la curva  $\Delta t$ , pudiendo establecer posibles zonas sobrepresurizadas en dos pozos, uno al sur de Texas y otro en la zona marina de Campeche. (Ejemplo 1 y Ejemplo 2, capítulo VI)

## 5.5 SISMOGRAMA SINTÉTICO

Otra de las aplicaciones del registro sónico es la construcción del sismograma sintético. Este es muy útil en sísmica ya que permite correlacionar eventos sísmicos primarios y múltiples, permite hacer conversiones exactas y continuas del tiempo con la profundidad, interpretaciones sísmicas convencionales, corrección de echados y empleo de las velocidades sísmicas para el procesamiento de la sísmica en superficie. La finalidad de este es que al superponerlo en una sección sísmica y hacer coincidir eventos se encuentran las áreas productoras de un pozo y de esta forma relacionar la geología del yacimiento con la sísmica.

Un sismograma sintético es la reconstrucción de una traza sísmica en la dirección del pozo empleando los registros sísmicos, de densidad, los disparos sísmicos (CHECK SHOTS) y el perfil sísmico vertical (VSP) transformando la respuesta acústica en una señal compuesta llamada traza sísmica sintética.

### ELABORACIÓN DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO

Para elaborar un sismograma sintético se necesita el tiempo absoluto para cada profundidad, esto se obtiene del registro sónico empleando el tiempo de tránsito  $\Delta t$  que está en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ; de ahí se integra el  $\Delta t$  obteniéndose directamente el tiempo.

$$\int \Delta t = t$$

Como este se obtiene directamente, es necesario que el registro quede libre de ruidos y distorsiones, por lo que se le hace una corrección al registro por medio de los disparos sísmicos donde el tiempo transcurrido desde el disparo hasta la recepción es el tiempo sísmico para la profundidad a la que se encuentra el geófono, obteniendo una tabla de "n" valores de tiempo-profundidad.

La corrección del registro se realiza mediante la curva de calibración, que es la diferencia entre la curva de tiempos de los disparos sísmicos y la curva de tiempos obtenidos integrando el registro original. Una vez calibrado se obtiene el tiempo integrado cada 0.5ft hasta la profundidad total del pozo. Una vez obtenidos los tiempos absolutos, se procede a calcular la curva de impedancia acústica ( $I_1$ ), multiplicando la velocidad ( $v = 1/\Delta t$ ) por la densidad ( $\rho$ ) y así obtener los coeficientes de reflexión ( $R$ ).

$$R = \frac{I_2 - I_1}{I_2 + I_1}$$

Ya que se obtiene el registro integrado de los coeficientes de reflexión, se hace una convolución empleando las onduladas de Ricker o las de Klauder, para obtener finalmente la taza sísmica compuesta. (Fig. 5.5.1)

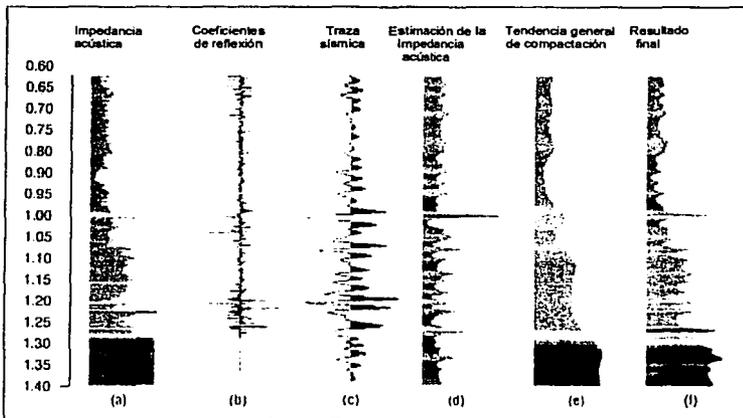
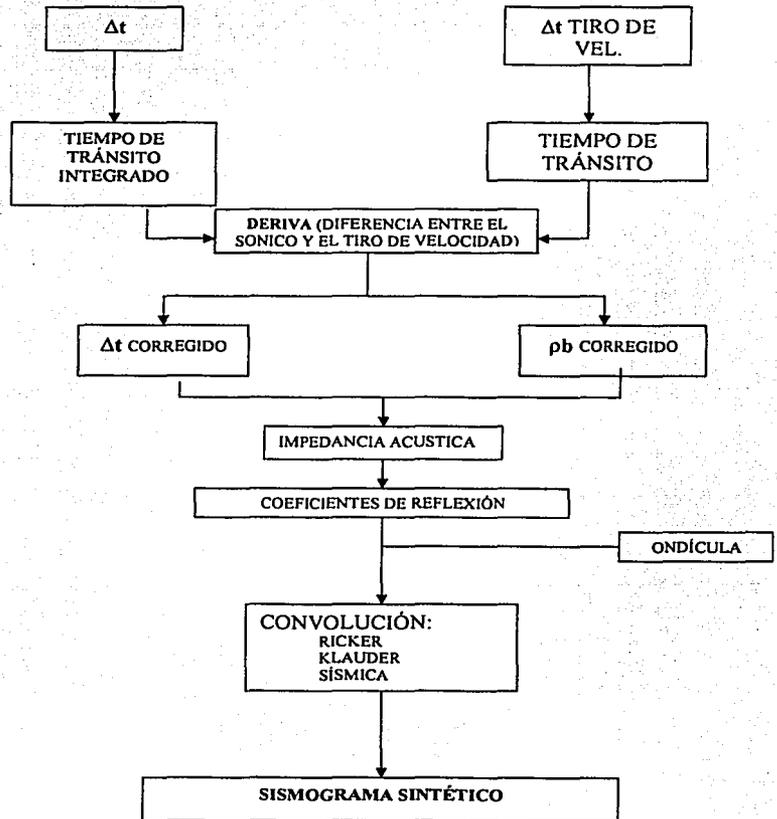


Fig. 5.5.1 Sismograma sintético.

Secuencia de la construcción de un sismograma sintético:



Los coeficientes de reflexión representan la ubicación y magnitud de los cambios litológicos en el subsuelo, por lo que puede inferirse un modelo geológico hipotético.

La traza sísmica es el resultado del viaje a través del subsuelo de la energía enviada desde la superficie, que se ha reflejado según el contraste de densidad y velocidad de propagación del sonido entre los estratos atravesados. La operación de convolución no es más que la multiplicación de la ondícula con la amplitud del coeficiente de reflexión y la superposición de estas reflexiones. (Fig. 5.5.2)

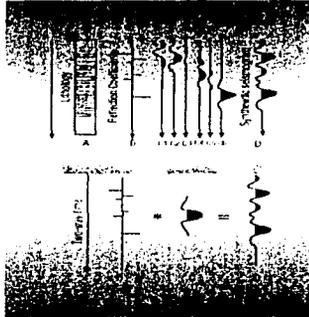


Fig. 5.5.2 Operación de convolución.

Los sismogramas sintéticos son muy útiles en calibraciones que se hacen a los procesamientos de datos sísmicos, con ellos se pueden detectar eventos asociados a la litología, se trata de convertir las secciones sísmicas en secciones de impedancia acústica, permitiendo una interpretación de datos sísmicos basada en parámetros petrofísicos, como la densidad y el tiempo de tránsito. Esta técnica ayuda a establecer la geometría de los yacimientos, la calidad de la roca y a identificar las zonas productoras.

## 5.6 EFECTO DE FRACTURAS

Cuando un pozo se perfora, las fracturas que se encuentran pueden ser naturales, creadas antes de la perforación, o bien inducidas, originadas durante la perforación. Las fracturas de una roca en superficie son muy fáciles de visualizar a comparación de otras características no perceptibles a simple vista, como las características eléctricas, sísmicas o nucleares. Sin embargo es mucho más difícil detectar la presencia de fracturas en una roca en el subsuelo, que medir las otras propiedades importantes para la evaluación del yacimiento.

La importancia de la presencia de las fracturas en el yacimiento radica en que muchos aspectos de la perforación y producción dependen de la detección y caracterización de ellas; es importante saber si están abiertas o cerradas, cual es la separación entre ellas, cuantas fracturas existen por metro de pozo, cual es su orientación preferencial y si estas producirán hidrocarburos. En muchos yacimientos, especialmente en aquellos con baja porosidad y permeabilidad, la producción de un pozo está estrechamente relacionada al número de fracturas abiertas.

Las fracturas naturales son a menudo de longitud corta y pueden tener diferentes orientaciones, estas pueden estar impregnadas de aceite; la continuidad y longitud de estas fracturas dentro del yacimiento sólo se pueden adivinar. Si las fracturas representan el volumen total del yacimiento, los cálculos del volumen de hidrocarburos son difíciles.

Las fracturas inducidas generalmente son verticales antes de los 600 m de profundidad, se identifican por medio de núcleos y también es difícil evaluar el volumen del yacimiento.

La detección de fracturas a partir de registros de pozos se realiza con registros acústicos y por medio de la ecuación 5.6. Los registros de amplitud acústica utilizan un sólo receptor. Los registros de amplitud que se utilizan miden ondas compresionales y transversales, usualmente se graba la amplitud de cierta parte del tren de ondas acústicas.

$$\Phi_2 = \Phi_1 - \Phi_s \quad \text{Ecuación 5.6}$$

porosidad secundaria	=	$\Phi_1$ porosidad total	-	$\Phi_s$ porosidad sónico	
-------------------------	---	--------------------------------	---	---------------------------------	--

Las ondas acústicas son atenuadas por fracturas. Un cambio en la densidad y velocidad del sonido causa en la roca una reflexión en alguna onda, lo cual produce una pérdida de energía de la onda que cruza la fractura. El análisis de la forma de onda obtenida en el registro sónico es probablemente la técnica tradicional más comúnmente utilizada para detectar fracturas, esta técnica puede aplicarse en cualquier tipo de lodo. Existen por lo menos seis formas de utilizar las formas de onda.

Cuando una onda alcanza una fractura, parte de la energía es reflejada regresando dentro de la roca y otra parte continúa dentro de la fractura como onda en el fluido. Este proceso es conocido como conversión de modo. Una segunda conversión ocurre cuando la onda en fluido alcanza la otra cara de la fractura donde parte de la energía es reflejada, regresando dentro de la fractura y otra parte continúa dentro de la roca como ondas compresionales, de cizallamiento y Stoneley (Fig. 5.6.1).

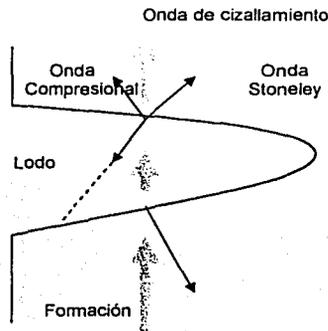


Fig. 5.6.1 Propagación de ondas en una fractura.

Puede detectarse la presencia de fracturas midiendo la pérdida de energía de sónico por conversión de modo. Pero en algunas fracturas subverticales (echado  $> 50^\circ$ ) no ocurre pérdida de energía por conversión de modo, por lo que no se detectan las fracturas. Una técnica alternativa consiste en observar el efecto de picos de amplitud que parece ser bastante específico de las fracturas; este efecto se manifiesta como un aumento de energía transmitida generando dos señales y procesándose con un "software".

Otra manera de detectarlas es comparando los tiempos de tránsito compresionales, de cizallamiento y Stoneley medidos por dos receptores utilizando el mismo transmisor, ambos medidos en la misma profundidad. Las interferencias debidas a conversión y a reflexión generadas en las fracturas alteran la forma de onda del sónico y producen diferencias entre los tiempos de tránsito equivalentes.

Otra técnica para la detección de fracturas es utilizar la onda Stoneley, que es de baja frecuencia y baja velocidad de propagación. Las fracturas atenúan las ondas Stoneley principalmente por el movimiento de fluidos para dentro y fuera de las fracturas. Esta atenuación en zonas indica presencia de fracturas abiertas, independientemente de los echados de las fracturas. La imagen de la energía contenida de la onda Stoneley en zonas de fractura aparece como una banda blanca o azul que corresponde a valores muy bajos de energía. En zonas compactas y sin fracturas aparece una banda negra o roja que corresponde a valores altos de energía. Esta técnica estudia la relación entre la energía incidente contenida en la onda Stoneley y la reflejada.

Debido a que la onda Stoneley se propaga en la interfase de la pared del pozo y el movimiento de las partículas es de forma elíptica, esta onda es muy sensible a las zonas permeables, la amplitud de la onda transmitida a través de la zona permeable es fuertemente atenuada, debido a la pérdida de energía al originar movimiento del fluido en dicha zona.

Gran parte de la producción de aceite en México proviene de formaciones carbonatadas de baja porosidad. Los yacimientos son intensamente fracturados y se encuentran principalmente en dolomías, calizas dolomitizadas y calizas pertenecientes al Paleoceno Inferior, Cretácico y al Jurásico superior.

La detección de fracturas se puede realizar con los registros de imágenes de resistividad, pero el problema del aceite siempre es algo que debe tomarse en cuenta ya que en lodos base aceite estos registros no funcionan. En el caso de los sónicos como son el LSS (sónico de espaciamiento largo), SDT (sónico digital) o el DSI (sónico bipolar) no existe este problema, ya que funcionan con cualquier tipo de aceite y además por la separación que existe entre sus receptores y transmisores permite obtener una buena separación entre los diferentes tipos de ondas de las señales recibidas.

## 5.7 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

Esta es la principal propiedad que determina el registro sónico y una de las propiedades más importantes de las rocas, ya sea por que alojen agua o hidrocarburos. El Registro Sónico Compensado BHC, mide el tiempo de tránsito de una formación, este registro generalmente tiene una repetición excelente al pasar dos veces por el mismo intervalo, lo que prácticamente elimina la incertidumbre sobre el valor exacto del  $\Delta t$  de la formación. Sin embargo para interpretar la lectura del  $\Delta t$  en términos de porosidad existen dos ecuaciones de respuesta diferentes, ambas empíricas, lo cual hace que exista la duda sobre la relación existente entre el  $\Delta t$  medido y la porosidad de la formación.

La ecuación de Wyllie (1958) es la más utilizada y establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito medido y la porosidad de la formación, según este modelo el  $\Delta t$  de la formación es la suma de los  $\Delta t$ 's de cada elemento en un determinado volumen.

$$\Delta t = \Phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma}$$

Como la porosidad y la fracción de volumen de matriz constituyen el total de la roca:  $1 = \Phi + V_{ma}$  entonces:

$$V_{ma} = 1 - \Phi$$

$$\begin{aligned} \Delta t_{log} &= \Phi \Delta t_{mf} + (1 - \Phi) \Delta t_{ma} \\ \Delta t_{log} &= \Phi \Delta t_{mf} + (\Delta t_{ma} - \Phi \Delta t_{ma}) \end{aligned}$$

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{mf} - \Delta t_{ma}}$$

Las condiciones para que esto se pueda dar es que tiene que haber porosidad intergranular uniforme, agua en los poros, la formación tiene que estar limpia, sin arcilla y la formación tiene que ser compacta.

En el caso de que la formación sea arcillosa se tiene que:  $\Delta t = \Phi \Delta t_{mf} + V_{ma} \Delta t_{ma} + V_{sh} \Delta t_{sh}$

$\Delta t$  tiempo de tránsito medido en el registro sónico  
 $\Phi$  porosidad de la formación  $0 \leq \Phi \leq 1$   
 $\Delta t_{mf}$  tiempo de tránsito del filtrado de lodo  
 $V_{ma}$  fracción de volumen de matriz en la formación  
 $\Delta t_{ma}$  tiempo de tránsito de la matriz

La otra ecuación establecida para determinar la porosidad a partir del registro sónico es la de Raymer-Hunt (1980), esta establece una relación de segundo grado entre el  $\Delta t$  y la porosidad de la formación, que puede dar mejores resultados en zonas con porosidades variables. En formaciones limpias se tendrá que:

$$\frac{1}{\Delta t_{log}} = \frac{\Phi}{\Delta t_{mf}} + \frac{V_{ma}^2}{\Delta t_{ma}}$$

Donde  $V_{ma} = 1 - \Phi$

En la fig. 5.7.1 se hace una comparación entre la ecuación de Wyllie y la de Raymer-Hunt, donde se correlacionan datos obtenidos en arenas del Mioceno-Pleistoceno del Golfo de México

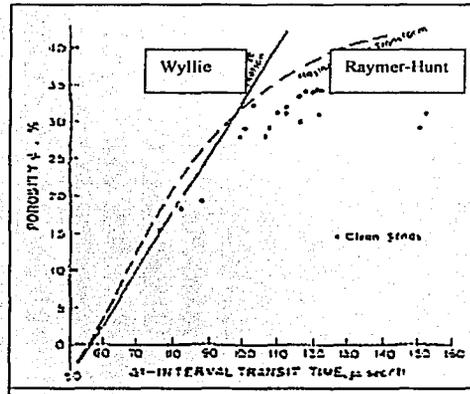


Fig. 5.7.1 Comparación entre la ecuación de Wyllie y Raymer-Hunt

Para determinar la porosidad con un sólo registro, es necesario que la litología sea simple y conocida. Si se conoce el tipo de fluido existente en los poros de la formación y el tipo de material que constituye la matriz sólida, se puede obtener la porosidad a partir de la medición hecha con el sónico utilizando la relación de Wyllie.

Un factor necesario para la determinación de la porosidad es la litología, es muy importante saber la naturaleza de la matriz para poder tener una idea de cómo será la porosidad, ya que ésta puede ser mínima o provocada por disolución o fracturamiento; también se considera la dirección preferencia de las fracturas o dolomitización ya que a ella se relaciona un aumento de porosidad.

El tiempo de tránsito que se obtiene del registro sónico no es otra cosa que el inverso de la velocidad ( $v$ ) del sonido al propagarse en la formación, y sus unidades son microsegundo/pie ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ):

$$\Delta t = \frac{1}{v}$$

Una vez que se tienen los tiempos de tránsito de una formación y su litología, se procede a calcular la porosidad sónica efectiva que no es la porosidad real de la formación, pero que se considera para los cálculos que se hacen para ese yacimiento. Existen varias gráficas para calcularla o por medio de la ecuación de Wyllie.

Las gráficas que se tienen para determinación de porosidad están relacionadas con la litología, la densidad, la porosidad neutrón y por supuesto con el tiempo de tránsito. La gráfica del  $\Delta t$  contra  $\Phi$  (graf. 6.1) se utiliza tomando en cuenta la velocidad del sonido en la matriz, por ello existen tablas donde se indica el valor de  $\Delta t$  y la velocidad de cada tipo de roca (Tabla 4.2.1) Una vez que se tienen esos datos se meten a la gráfica y se obtienen los valores de porosidad.

Existen correcciones que se hacen a los cálculos para obtener datos casi precisos, la compactación de los materiales es un factor que debe tomarse en cuenta y entonces la fórmula de Wyllie queda de la siguiente forma:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{mf} - \Delta t_{ma}} \frac{1}{C_p}$$

Donde:

$C_p$  factor de compactación.

Otro tipo de correcciones que se hacen, es por presencia de arcillas y presencia de gas, cuya explicación se ha hecho en los puntos anteriores.

En el capítulo VI se explica por medio de un ejemplo la forma en la que se obtiene la porosidad por medio de la ecuación de Wyllie y utilizando las gráficas, se hace una comparación entre ambos obteniendo resultados muy parecidos (ejemplo 3).

Las diferentes herramientas de registros acústicos miden propiedades y características determinadas en una formación. Con el registro sónico de cizallamiento se pueden detectar propiedades mecánicas de la roca como fracturas. En un pozo exploratorio siempre se corre un registro sónico dipolar por que este permite determinar las condiciones del pozo.

Todos los registros de porosidad que existen miden únicamente índices de porosidad la cual será calculada por medio de gráficas o expresiones matemáticas.

Existen diferentes herramientas acústicas cuyas características se explican en el capítulo siete.

## 5.8 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD TOTAL REAL (CROSSPLOTS)

Para determinar la porosidad total real de una formación hay que tomar en cuenta la litología, el contenido y tipo de fluidos en los poros, la cantidad de arcilla y en caso del sónico el grado de compactación. Para determinar la porosidad y el tipo de minerales se utilizan las gráficas cruzadas o crossplots, que es la combinación de los datos de los registros de densidad, neutrón y sónico. Los minerales que alteran la respuesta de los registros son: arcilla, yeso, sal, polihalita, y azufre. La identificación de la matriz es importante en formaciones muy compactas ya que la porosidad puede tener valores cercanos al límite inferior de producción y la tendencia del desarrollo de la matriz a través de un campo puede indicar direcciones preferenciales. Las gráficas cruzadas de porosidad son una de las herramientas básicas utilizadas en la identificación del tipo de roca. La respuesta de varios registros calcula de más exacta la porosidad.

Las gráficas relacionan el  $\Delta t$  con la densidad y con la porosidad neutrón, por medio de fórmulas se obtiene la porosidad y se tiene que:

a) Densidad contra tiempo de tránsito:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_f - \rho_{ma}) \Phi$$

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{B}$$

$$B = \Delta t_f - \Delta t_{ma}$$

Si se conocen los parámetros representativos de roca y fluido, se puede definir un promedio de litología. Uno de los problemas con este tipo de gráficas es que el promedio de número de parámetros se utiliza para definir las tendencias. Los crossplots sónico/densidad algunas veces tienen buena aplicación para determinar minerales evaporíticos existentes como la sal, el yeso, la anhidrita y minerales no metálicos como los sulfuros.

b) Porosidad neutrón contra tiempo de tránsito:

$$\Delta t = \Delta t_{ma} + B_{\Phi N}$$

El valor utilizado para B en la generación de la gráfica representa el comportamiento promedio de la roca usualmente incorporada a una pendiente B basada en la ecuación de tiempo promedio la cual no es representativa, particularmente en sistemas carbonatados.

La gráfica de porosidad esta calibrada para caliza, de aquí la no linealidad de las frecuencias de la arenisca y dolomita.

c) Densidad contra porosidad neutrón

Se basa en la ecuación de respuesta de densidad donde:

$$\rho_b = \rho_{ma} + (\rho_r - \rho_{ma}) \Phi_N$$

Este tipo de gráfica o crossplots, consideran como cantidades relativas a los minerales que se pueden obtener combinando los datos de los registros.

## **CAPÍTULO VI**

### **EJEMPLOS**

## EJEMPLOS

### 6.1 PRESIONES ANORMALES

#### Ejemplo 1

En un pozo al sur de Texas (Fig.5.3) se observa un registro sónico, donde se marca la tendencia de compactación normal y el comportamiento de la curva  $\Delta t$ . De manera clara se ve como la tendencia del sónico no corresponde con la de compactación normal indicando una zona de sobrepresión.

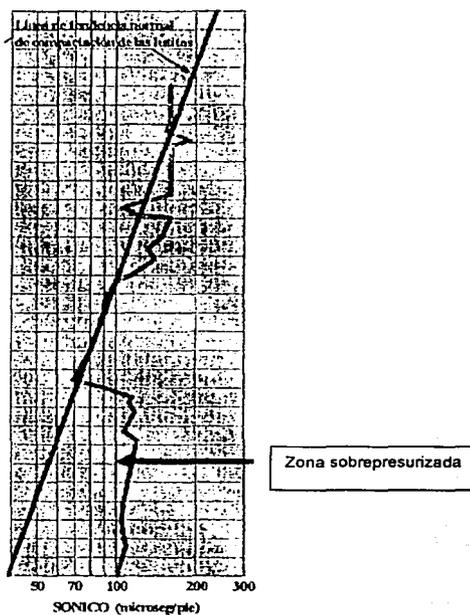


Fig. 6.1 Pozo sur de Texas

## Ejemplo 2

En México en un pozo ubicado dentro de la Sonda de Campeche (Fig.6.2 Pozo 1) se observa como después de los 3500 m de profundidad la tendencia de compactación natural ya no coincide con la lectura del  $\Delta t$  del registro sísmico, que en lugar de disminuir, aumenta indicando una zona de sobrepresión en ese intervalo.

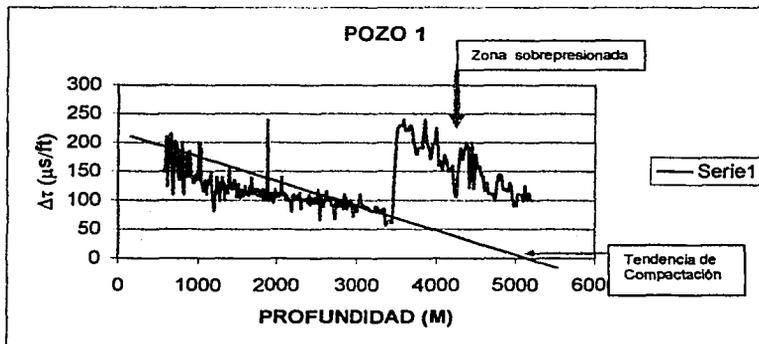


Fig. 6.2 Pozo 1

### 6.3 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD

#### Ejemplo 3

En un pozo ubicado en la sonda de Campeche se tomaron varios registros, entre ellos el sónico; a lo largo del pozo se encontraron varios intervalos productores de gas y aceite. La litología que presenta es: para el Terciario arenas intercaladas con arcilla y las porosidades que se obtuvieron van de 6 a 34%, para el Mesozoico, dolomías del Jurásico Superior/Kimerigiano,

Para explicar como se determina la porosidad se tomó el intervalo del Terciario que va de la profundidad de 1425m a 1565 m (Fig. 6.3 Pozo 2). Se tomaron los valores de  $\Delta t$  cada 10 m (Tabla 6.1), se utilizó la gráfica de porosidad contra  $\Delta t$  y la ecuación de Wyllie para obtener los resultados y compararlos entre si.

Profundidad (m)	$\Delta t$ (us/ft)	$\Phi_s$	$\Phi_{\text{gráfica}}$	$\Phi_{\text{correcta}}$
1425	120	48.0%	47%	29.47%
1430	99	32.5%	33%	19.83%
1440	110	40.8%	41%	24.84%
1450	105	37.1%	37%	22.56%
1460	122	49.8%	49%	30.32%
1470	115	44.5%	45%	27.12%
1480	105	37.1%	37%	22.56%
1490	115	44.5%	45%	27.12%
1500	88	24.3%	24%	14.81%
1510	100	33.3%	33%	20.28%
1520	95	29.6%	30%	18.01%
1530	105	37.1%	37%	22.56%
1540	100	33.3%	33%	20.28%
1550	102	34.8%	34%	21.20%
1560	100	33.3%	33%	20.28%
1565	128	54.3%	50%	33.05%

Tabla 6.1

La matriz que se tiene son arenas, por lo que se consideró una velocidad para la misma de 18 000 ft/seg, este valor se obtiene de la tabla 4.2.1 o se puede obtener de la misma gráfica la cual trae un recuadro con las velocidades de litología comunes. Se toma un valor de factor por compactación para corregir la porosidad que de 1.15 ya que el tiempo de tránsito de la arcilla fue de 115 microseg /pie; y un factor por corrección de gas de 0.7.

$$\Rightarrow \Phi_s = \frac{120 - 55.5}{189 - 55.5} = 0.48 \quad \Phi_c = 0.48 \cdot \frac{1}{1.15} \cdot 0.7$$

$$\Phi_c = 29.21\%$$

En la gráfica da un valor de 42% multiplicado por el factor 0.7 da una porosidad de 29.4% la cual será la porosidad corregida  $\Phi_c$   
 La porosidad en promedio en esos intervalos fue muy buena, de 25 a 30%, por lo que la extracción fue de 3957 BPD aproximadamente con saturación de hidrocarburos de 35 a 39%.

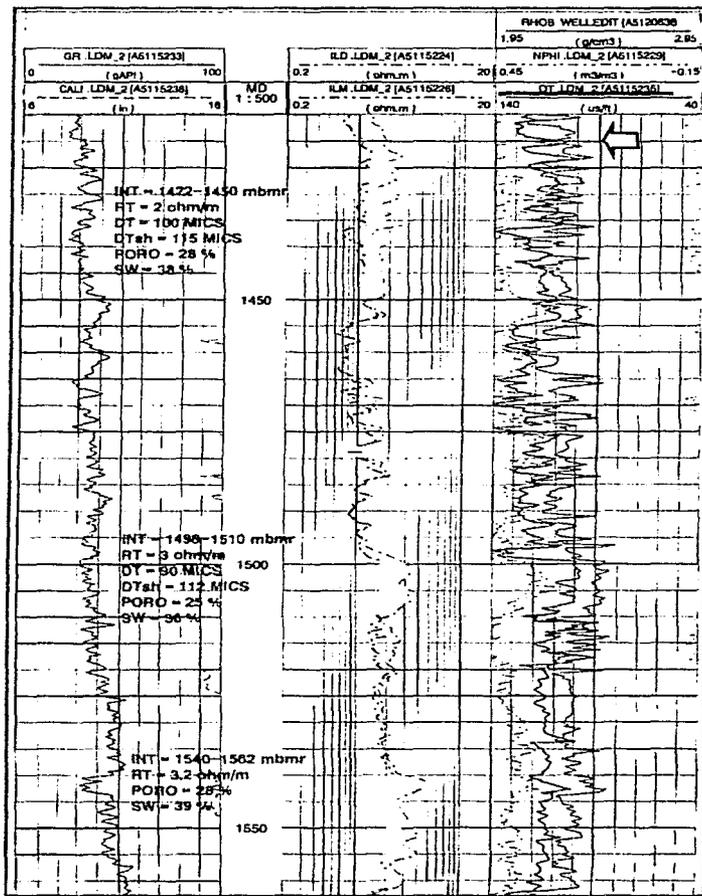
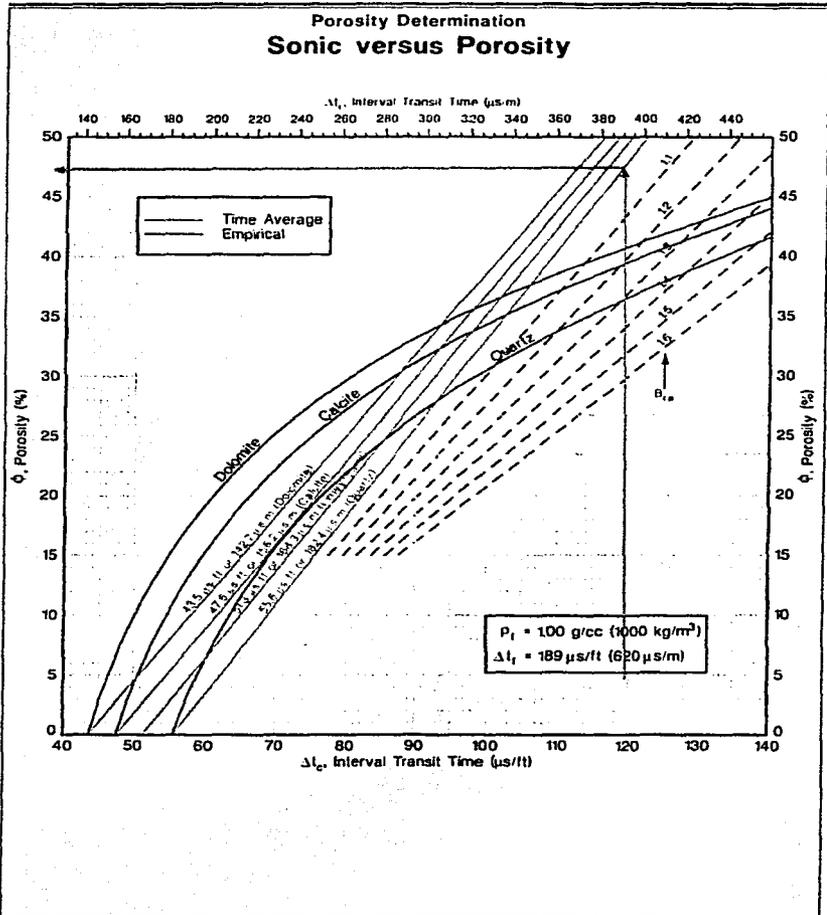


Fig. 6.3 Registro del pozo 2

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Grafica 6.1  $\Delta t$  contra Porosidad

En los siguientes ejemplos se hará un análisis de pozos en carbonatos y en arenas, para determinar la saturación de agua  $S_w$  y la saturación de filtrado  $S_{xo}$ , donde se utiliza el registro sísmico para obtener la porosidad y los registros de inducción para obtener  $R_t$  y  $R_{xo}$ .

### 6.3 EVALUACIÓN DE POZOS

#### Ejemplo 4

El pozo se encuentra ubicado en la zona marina de Campeche y está constituido por carbonatos del Jurásico, donde la mayor producción de hidrocarburos se logró en zonas de fractura (Fig. 6.4) El intervalo de estudio es de 5210m – 5225 m y los datos del pozo son los siguientes:

Datos del pozo a profundidad total:

Profundidad total: 5689m  
 Temperatura de fondo: 141°C  
 Densidad del lodo: 1.90 gr/cc , 15.8 lb/gal  
 Salinidad: 120 000 ppm  
 $R_m$  @ temperatura de fondo: 0.20  $\Omega \cdot m$

Nivel	Profundidad (m)	$R_t$ ( $\Omega \cdot m$ )	$R_{xo}$ ( $\Omega \cdot m$ )	$\Delta t$ ( $\mu s/ft$ )	$\Phi$ (%)	F	$S_w$	$S_{xo}$	Se obtuvieron porosidades moderadas entre 8 y 11% con baja saturación de agua y una buena saturación de hidrocarburos hasta de un 80%. Algunos valores de $S_{xo}$ rebasan el 100% probablemente a anomalías en las lecturas del MSFL. Probablemente se tenga un intervalo permeable y productor
1	5213	70	3	55	0.08	160	0.21	1.90	
2	5216	70	20	60	0.11	80	0.15	0.50	
3	5217	100	20	56	0.08	160	0.16	0.74	
4	5220	90	20	56	0.08	160	0.17	0.74	
5	5221	70	10	60	0.11	80	0.15	0.74	
6	5222	50	4	60	0.11	80	0.18	1.18	
7	5223	90	2	57	0.09	160	0.16	2.33	
8	5225	130	10	59	0.10	100	0.12	0.83	

Datos del pozo en el intervalo:

Profundidad: 5200 m  
 Temperatura del intervalo: 133°C  
 $R_m$  @ temperatura del intervalo: 0.8  $\Omega \cdot m$   
 $R_{mf}$  @ temperatura del intervalo: 0.07  $\Omega \cdot m$   
 $R_w$  @ temperatura del intervalo: 0.02  $\Omega \cdot m$

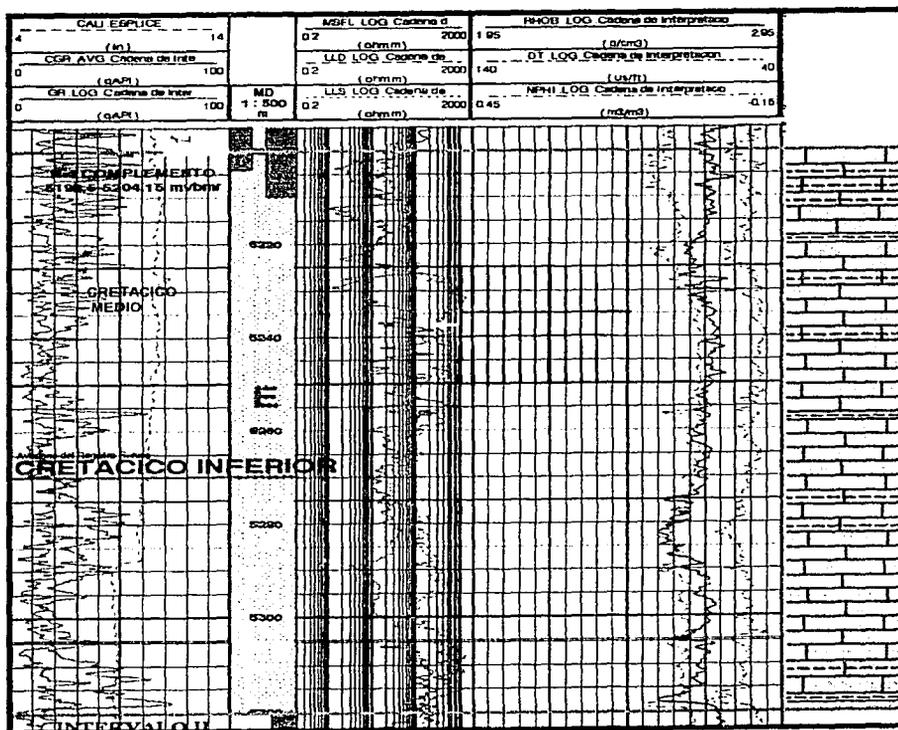


Fig. 6.4 Pozo 3

Para calcular  $S_w$  y  $S_{xo}$  se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$S_w = \sqrt{\left(\frac{F \times R_w}{R_t}\right)}$$

Ecuación 6.1.1

$$S_{xo} = \sqrt{\left(\frac{F \times R_{mf}}{R_{xo}}\right)}$$

Ecuación 6.1.2

Para el cálculo de  $F$  (factor de formación) se utilizó la ecuación  $F = \frac{1}{\phi^2}$

### Ejemplo 5

Pozo constituido por arenas del Terciario ubicado en la zona marina de Campeche. El intervalo analizado abarca de 1155 - 1172 m de profundidad, los registros utilizados para el análisis son: inducción y sísmico. (Fig. 6.5)

Datos del Pozo a profundidad total:

Profundidad total: 1907m  
 Temperatura de fondo: 61°C  
 Densidad del lodo: 1.5 gr/cm<sup>3</sup> , 12.5 lb/gal  
 Rm @ temperatura de fondo: 0.126 Ω·m  
 Salinidad: 80 000 ppm

Nivel	Profundidad (m)	Rt (Ω·m)	Rxo (Ω·m)	Δt (μs/pie)	Φ (%)	Φ Corregida	F	Sw	Sxo	Porosidades altas hasta un 35% pero con algo de arcilla intercalada, saturaciones medias de hidrocarburos entre 50% y 30%. Alta saturación de filtrado y alta movilidad de fluidos
1	1155	1.4	0.8	100	0.33	0.25	12.21	0.69	1.10	
2	1157	1.5	1.0	118	0.46	0.35	5.92	0.47	0.68	
3	1160	1.4	1.1	108	0.39	0.30	8.25	0.57	0.77	
4	1162	1.4	1.0	115	0.45	0.34	6.31	0.50	0.71	
5	1165	1.6	1.1	105	0.37	0.28	9.57	0.57	0.83	
6	1167	1.9	1.4	98	0.31	0.23	14.6	0.65	0.91	
7	1170	1.6	1.4	115	0.44	0.33	6.72	0.48	0.61	

Datos del Pozo a profundidad del intervalo:

Profundidad del intervalo: 1150 m  
 Temperatura del intervalo: 48°C  
 Rm @ temperatura intervalo: 0.15 Ω·m  
 Rmf @ temperatura intervalo: 0.08 Ω·m  
 Rw @ temperatura intervalo: 0.056 Ω·m

Se hizo una corrección por compactación con un factor  $C_p$  de 1.13, obtenido del  $\Delta t_{sh} = 130 \mu s/ft$

Para obtener el factor de formación se utilizó la ecuación de Humble:  $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$  para areniscas

Y para obtener  $S_w$  y  $S_{xo}$  se utilizaron las ecuaciones 6.1.1 y 6.1.2.

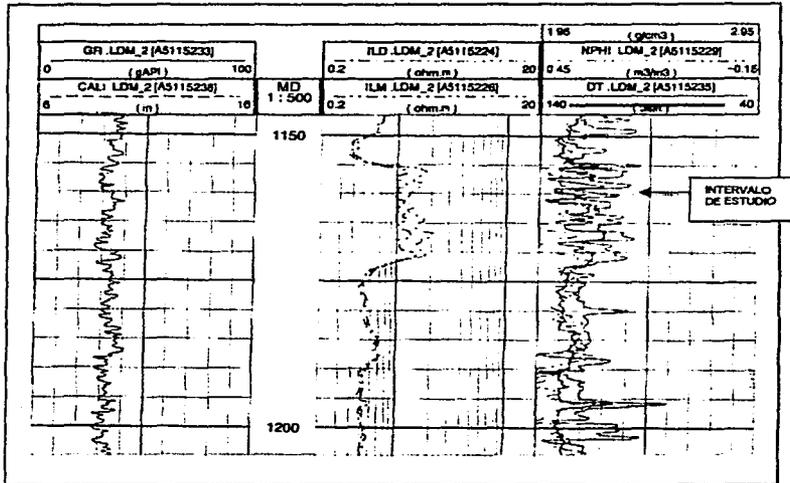


Fig. 6.5 Pozo 4

Los análisis de pozos para obtener la saturación de fluidos, su movilidad y el tipo de hidrocarburo que se tenga ya sea gas o aceite, se hacen por medio de registros geofísicos y registros de hidrocarburos los cuales dan una aproximación muy confiable de lo que se encuentra en el subsuelo, optimizando las condiciones de un pozo y eligiendo una buena forma de extracción.

**CAPÍTULO VII**

**AVANCES DEL REGISTRO SÓNICO**

## AVANCES DEL REGISTRO SÓNICO

Existen diferentes herramientas para evaluar la porosidad en una formación, una de ellas es BHC (Compañía Schlumberger) que es una herramienta acústica que ha ido evolucionando con el tiempo, sin embargo existen otros dos tipos de registros que permiten hacer una evaluación de la porosidad como el de Densidad, el de Neutrón, el de propagación electromagnética y el de resonancia magnética.

Esta herramienta no sólo se utiliza en la evaluación de formaciones para la búsqueda de hidrocarburos, sino también para diseñar y evaluar la perforación y terminación del pozo.

### 7.1 EVOLUCION

Con las necesidades de mejorar las técnicas en la búsqueda de hidrocarburos surgen los métodos acústicos. Las primeras mediciones fueron realizadas en un pozo petrolero en 1951 donde se determinaron las velocidades acústicas de las formaciones, las cuales eran necesarias para convertir las medidas en tiempo de las señales sísmicas de exploración en medidas de profundidad.

#### PRIMERA GENERACIÓN

La primera herramienta sónica era un modelo sencillo de un transmisor y un receptor (Fig. 7.1), donde se medía el tiempo de recorrido de la señal al receptor único, pero se tenía una serie de problemas tanto en operación como en interpretación ya que:

- Su incapacidad de definir formaciones delgadas, se debía a las limitaciones por la proximidad del receptor.
- El efecto del lodo del pozo sobre las ondas acústicas que viajan por los intervalos que van del transmisor a la formación y de la formación al receptor son desconocidos, por lo cual no se conocía la velocidad de la formación con precisión.

#### SEGUNDA GENERACIÓN

La segunda generación constaba de un transmisor y dos receptores, que permitía eliminar los efectos del lodo ya que durante la medición estos valores se cancelaban al sustraer los tiempos de tránsito de ambos receptores. Al igual que la generación anterior de herramientas sónicas todavía no se había podido resolver el problema de descentralización, con lo cual, si la herramienta no se encontraba perfectamente centrada, sus mediciones eran erróneas. (Fig. 7.2)

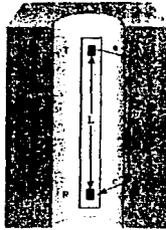


Fig. 7.1 Sonda

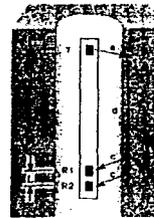


Fig. 7.2 Transmisor simple y receptor doble

### TERCERA GENERACIÓN

La siguiente generación fue de dos transmisores y dos receptores, con esa configuración se resolvieron los problemas de centralización, sin embargo el viaje de las ondas acústicas que iban a cada receptor eran diferentes. Por lo cual el  $\Delta t$  de la zona "a" de la figura 7.3 no era igual al de la zona "b".

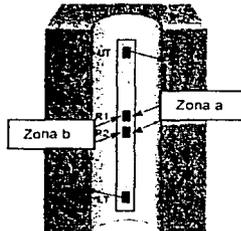


Fig. 7.3 Transmisor y receptor doble.

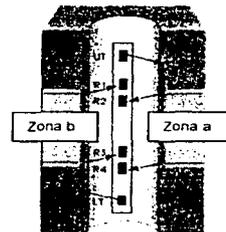


Fig. 7.4 Transmisor doble y cuatro receptores

### ÚLTIMA GENERACIÓN

La generación que siguió de herramientas sónicas son muy utilizadas hoy en día, ellas poseen dos transmisores y cuatro receptores. Esta configuración proporciona una serie de ventajas sobre las pasadas generaciones.

- Las zonas "a y b" de la FIG. 7.4 son iguales.
- Las medidas son independientes de los cambios de diámetros del pozo, debidos a cavernas o cambios de tamaño de la barrena.

Esta herramienta permite un sistema de compensación a los cambios del tamaño del pozo. En la actualidad este sistema compensado no es el más adecuado para todas las situaciones. En formaciones no consolidadas, la formación ha sido tan invadida por el lodo de perforación que las medidas de este arreglo compensado no son las más precisas. Para poder calcular los tiempos de tránsito con mayor exactitud, la distancia entre el transmisor y receptor debe incrementarse, para así permitir a la onda acústica que penetre a mayor profundidad en la formación antes de llegar a los receptores.

Por esta razón se diseñó un nuevo sistema Compensado de Profundidad Derivada (DDBHC) (Fig. 7.5), el cual utiliza un sistema de transmisores, que emiten las señales a cada uno de los receptores, estas señales son medidas, almacenadas y procesadas de una manera más efectiva para tener una profundidad de investigación mucho mayor.

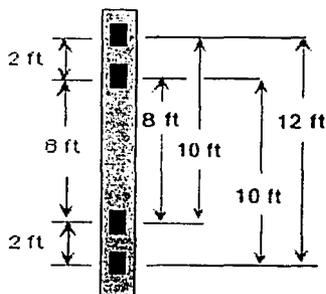


Fig. 7.5 Sistema DDBHC

En los primeros veinte años de la historia de las herramientas sónicas en ellas detectaban sólo el primer arbo compresional de la forma de onda.

A raíz de los problemas se crearon herramientas de espaciamiento largo con 7, 8, 9, 10 y 12 pies entre transmisor y receptor. Estas herramientas permiten combinar diferentes transmisores y receptores para obtener registros con el espaciamiento adecuado a las necesidades de cada pozo. También es frecuente utilizar memorias electrónicas para efectuar la compensación memorizada, combinando un arreglo transmisor - receptor para medir un intervalo de 2 pies, midiendo el mismo intervalo más tarde con otra configuración. Esta forma de obtener la compensación se denomina compensación por profundidad.

Existe un arreglo de receptores separados entre sí por  $\frac{1}{2}$  pie, que puede ser conectado encima de la sonda para obtener registros más sofisticados.

Con los avances tecnológicos se desarrolló la herramienta de arreglo Sónico Digital SDT, que consiste de un transmisor y ocho receptores separados cada uno por seis pulgadas. Con este arreglo se pueden identificar fácilmente cada componente de la forma de onda acústica (compresionales, corte y Stoneley).

Los registros acústicos convencionales utilizan una fuente de energía monopolar la cual produce un pulso de presión radial. Este pulso se propaga alrededor del pozo generando un tren de ondas compresionales y de cizallamiento hacia la formación. Sin embargo las leyes físicas de reflexión y refracción de ondas, establecen que las ondas cizallantes generadas por este tipo de fuente no pueden ser detectadas cuando el tiempo de tránsito de la formación es mayor que el tiempo de tránsito del fluido del pozo, tal como sucede con formaciones poco consolidadas. El registro Dipolar de Cizallamiento por imágenes DSI posee además de la fuente de energía monopolar, una fuente Dipolar, la cual, mediante un transmisor electromagnético, genera un pulso de presión unidireccional propagándose en el pozo en el primer plano horizontal. Esta deformación crea una onda flexural muy parecida a las ondas de cizallamiento las cuales pueden ser medidas en cualquier tipo de formación.

La sección de transmisión comprende tres elementos: un transductor de cerámica omnidireccional y dos transductores electrodinámicos de banda ancha y unidireccionales, ubicados en forma perpendicular entre sí. Los transductores pueden funcionar en diferentes frecuencias según los requerimientos de las distintas aplicaciones. La junta de aislación es un filtro mecánico que impide que las señales del transmisor se propaguen dentro de la herramienta.

La sección de recepción consta de ocho estaciones receptoras ubicadas a intervalos de 6 pulgadas, en una longitud de 3.5 pies aproximadamente. Cada estación contiene dos pares de hidrófonos, uno de ellos alineado con el transmisor dipolar superior y el otro con el transmisor dipolar inferior. Los resultados de cada par se restan para la recepción dipolar y se suman para la recepción monopolar (Fig. 7.7).

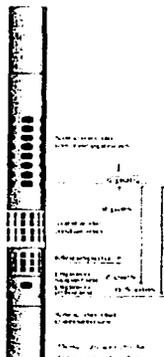


Fig. 7.7 Sónico bipolar (DSI).

El cartucho de adquisición realiza un control automático de ganancia, digitada simultáneamente en ocho formas de onda con un rango dinámico de 12 bits, amplía las ondas provenientes de más de un disparo, detecta los puntos de cruce por encima de un umbral de amplitud predeterminado y transmite las señales a la superficie.

Con su presentación continua de  $V_p/V_s$  y el radio de Poisson, la herramienta Sónico Dipolar (DSI) trae capacidades únicas para interpretaciones sísmicas, geológicas y petrofísicas. Las mediciones de onda completa de esfuerzos direccionales del DSI son una ayuda importante en la interpretación sísmica de cizallamiento y en particular, provee datos esenciales a los análisis sísmicos de la técnica AVO (amplitude-variation-with-offset). Los ingenieros apreciaban la valiosa respuesta en litología, contenido de fluido y propiedades mecánicas, las cuales contribuyen al diseño de fracturas hidráulicas, análisis de estabilidad del agujero y control de avenamiento.

Para el petrofísico, el DSI es un excelente dispositivo sónico, apropiado para aplicaciones en agujero abierto y entubado. Las ondas Stoneley pueden usarse en un nuevo análisis de permeabilidad con excelente aplicación en la evaluación de las características de fracturas. La herramienta DSI es un diseño versátil ya que puede ser operado en seis diferentes modos combinados seleccionables de transmisores, receptores y diferentes frecuencias de pulso. Cada modo va dirigido a una aplicación específica y con ello se obtiene una mejor resolución y una mayor información.

El DSI también provee datos para el análisis de estabilidad del hoyo, una ayuda incomparable a la hora de controlar el peso del lodo de perforación así como la selección de la broca, apuntando a una mayor eficiencia de perforación y un menor daño de formación. Actualmente este registro ofrece la ventaja de que se pueden determinar más parámetros que en los de neutrón o densidad. En un pozo exploratorio se corre un registro sónico dipolar. Debido al diseño de la herramienta proporciona ciertas ventajas por que las medidas son independientes de los cambios de diámetro del pozo debido a cavemas o cambios del tamaño de la barrera, también permite un sistema de compensación a los cambios del tamaño del pozo.

Con esta herramienta se puede obtener una medición precisa de la porosidad y la presencia de gas, también puede ser usada para maximizar la producción del pozo, diseñando programas de estimulación apropiados, para fracturamiento hidráulico y en formaciones poco consolidadas, controlando la producción para evitar el arenamiento de los pozos, permite enfocar las áreas críticas de producción e identificar las variables naturales que pueden afectar los esquemas de completación del pozo.

En un principio estos métodos no eran utilizados para la determinación de la porosidad sino hasta después cuando se dieron cuenta del comportamiento de la velocidad del sonido en los fluidos. Con esta herramienta se puede determinar la presencia y cantidad de hidrocarburos que hay en una formación con auxilio de los registros de resistividad. Los estudios posteriores de las propiedades de propagación acústica revelaron que las propiedades de los materiales podían ser evaluados al estudiar su comportamiento acústico, mediante el estudio de las amplitudes de su onda. En los últimos años, la capacidad de procesar la señal en tiempo real y las mejoras de la adquisición de datos han permitido el estudio total de las ondas acústicas, tanto para la identificación más precisa de las ondas compresionales como para la identificación y análisis de las ondas de corte y Stoneley.

## 7.2 ESPECIFICACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS ACTUALES

### SÓNICO DE ESPACIAMIENTO LARGO (LSS)

Una de las herramientas para tomar un registro sónico es el LSS o Sónico de Espaciamiento Largo), este está diseñado para penetrar en la formación y transmitir las ondas acústicas a través de la "zona alterada" o "zona lavada" y penetrar hasta la "zona virgen" midiendo el tiempo de tránsito en esa zona. En formaciones alteradas es de esperarse que al momento de la perforación haya filtrado del lodo. La herramienta tiene una resolución vertical de 2 pies y una profundidad de investigación de 8 pies a 10 pies, lo cual nos permite tener mayor información de la formación en la zona limpia.

La sonda LSS es utilizada en combinación con el Sónico Compensado (BHC) y la medición que se obtiene es una profundidad derivada la cual minimiza los efectos del agujero como la rugosidad y los cambios de diámetro. La profundidad derivada se obtiene de la siguiente manera:

$$\Delta t = \frac{(t1 - t2) + (t4 - t3)}{2}$$

Especificaciones de la herramienta:

Longitud total	18 pies 4 pg
Diámetro	35/8 pg
Temperatura máx.	350°F
Presión máx.	20,000 psi
Diámetro mín. agujero	5pg
Espaciamiento	8 pies – 10 pies y 10 pies – 12 pies

### SÓNICO DIGITAL (SDT)

El registro Sónico Digital (SDT) representa el reemplazo con el sistema de Telemetría al registro sónico convencional permitiendo obtener más información de las ondas que se graban y analizan. Esta herramienta digitaliza la onda acústica en el agujero para que ésta se encuentre libre de distorsión por efecto del cable. Un arreglo lineal de 8 receptores en la configuración de un Arreglo Sónico (ARRAY SONIC AS), permite la adquisición de más muestreos espaciados del campo de la onda propagada en la formación.

El sónico digital consiste en la grabación de la señal sónica completa, la cual incluye principalmente 3 tipos de ondas: la compresional, la de cizallamiento y finalmente la onda Stoneley. El  $\Delta t$  se obtiene a partir de las ondas compresionales y Stoneley para poder obtener la porosidad, inferir litología y propiedades mecánicas de las rocas.

Existen varias sondas dentro de la familia del Sónico Digital donde la más sencilla consiste en el uso de una de las tres sondas de registro y el cartucho sónico digitalizador, en conjunto con el sistema de telemetría CTS. Para procesar formas de onda analógicas se necesita un Módulo de Telemetría Sónico (STM).

Características de las herramientas:

Las mediciones que se pueden hacer con cada herramienta del SDT son:

SDT (W / SLS – WA):

Mide el Delta t

Tiene ganancia fija en agujero abierto o entubado

Tiene compensación por fluido

Graba formas de onda

SDT (W / SLS – ZA):

Mide el Delta t compensando profundidad derivada  
 Tiene ganancia fija en agujero abierto o entubado

**SDT (W / ARRAY):**  
 Mide Delta t del lodo  
 Graba formas de onda Secuencia DDBHC  
 Graba formas de onda ARRAY  
 Calcula el tiempo coherente de "lentitud"

### **SÓNICO DIPILAR (DSI)**

Las herramientas sónicas anteriores al DSI o Sónico Dipolar de Cizallamiento están basadas en una tecnología monopolar la cual no les permite medir las ondas de cizallamiento en formaciones poco consolidadas. La herramienta DSI combina la tecnología monopolar y dipolar y adquiere las ondas de cizallamiento y Stoneley en todo tipo de formaciones y en cualquier tipo de agujero. La herramienta tiene un transmisor monopolar programable, dos transmisores dipolares cruzados y un arreglo de ocho estaciones multireceptoras que pueden ser configuradas para recepción monopolar y dipolar.

Las estaciones en el arreglo están espaciadas 6 pulgadas en dirección vertical y cada estación consiste de cuatro elementos de recepción montados circunferencialmente, haciendo un total de 32 elementos individuales de recepción.

#### **Especificaciones de la herramienta**

Temperatura máxima:	175°C
Presión máxima:	20,000 psi
Diámetro externo:	9.2 cm
Diámetro de pozo mínimo:	13.9 cm
Diámetro de pozo máximo:	45.7 cm
Longitud:	15.5 m
Máxima velocidad	
Operacional:	1,000 pie / hora
Precisión digital:	12 bits
Muestreo digital:	Variable desde 10 s hasta 32200 s por muestra
Onda digitalizada:	Hasta 15000 muestras
Límites de duración:	512 a 15000 muestras
Combinabilidad:	Cualquier herramienta resistiva Todas las herramientas MAXIS

## **CONCLUSIONES**

## CONCLUSIONES

El registro sónico de porosidad tiene ventajas sobre otras herramientas que determinan porosidad, funciona con cualquier tipo de lodo, no le afectan las condiciones del pozo como derrumbes o cavemas o sonda inclinada, no le hace falta estar centralizada, su calibración es muy sencilla, no le afecta la temperatura del pozo y tiene una excelente resolución vertical, es un registro que se puede correr bajo cualquier condición obteniéndose mediciones confiables haciendo las correcciones pertinentes.

Las desventajas que tiene este registro, es que la profundidad de investigación es muy pequeña de apenas 1 pie, la presencia de arcilla y gas afectan su respuesta y es mal indicador de litología.

Tiene gran utilidad en estudios geológicos, determinando parámetros petrofísico como la porosidad (principal aplicación), características estructurales como fracturás, cavemas y muy generalmente límites entre capas; en aspectos geofísicos se utiliza para correlacionar eventos sísmicos primarios y múltiples, convirtiendo el  $\Delta t$  en velocidad y junto con la densidad de la formación elaborar sismogramas sintéticos, para calibrar secciones sísmicas en profundidad; en aspectos económicos, se pueden optimizar las condiciones del pozo previniendo un descontrol del mismo debido a las presiones en el subsuelo.

Su aplicación principal es en la industria petrolera, para la búsqueda y detección de hidrocarburos y en menor proporción para la búsqueda de agua cuando es a gran profundidad, de lo contrario sería costosa.

En combinación con otros registros de porosidad pueden determinar zonas con gas y en ocasiones litología. La relación del  $\Delta t$  con el registro de densidad determina la presencia de algunos minerales evaporíticos.

La herramienta sónica es para algunos muy complicada al momento de la interpretación debido al principio de operación y al tipo de ondas que producen, y prefieren utilizar cualquier otra herramienta para evaluar la porosidad o algún otro parámetro petrofísico, como lo es el registro de litodensidad, el de neutrón y el de propagación electromagnética.

## BIBLIOGRAFÍA

## BIBLIOGRAFÍA

1. ALLAUD Louis A., Martin Maurice H.; THE HISTORY OF A TECHNIQUE. Schlumberger, Ed. John Wiley and sons, Estados Unidos 1977.
2. ARROYO Alejandro C.; BASES TEÓRICAS E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. Apuntes, Facultad de Ingeniería, UNAM, México 1996.
3. BASSIOUNI Zaki; THEORY, MEASUREMENT AND INTERPRETATION OF WELL LOGS. Ed. Textbook Series, Estados Unidos 1994.
4. CARDENAS Lailson Daniel; MANUAL DE ADIESTRAMIENTO EN REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS, SÓNICO BHC/CSU SLT-L. México 1985.
5. GIL José, León Freddy, Chowdhury Abu, Rossetti Aron; 3-D INVERSION AND SEISMIC ATTRIBUTES AND RESERVOIR CHARACTERIZATION TOOLS, Venezuela.
6. HALLIBURTON; LOG INTERPRETATION CHARTS. Halliburton Energy Service, 3ª edición, Houston, Texas 1994.
7. KHAYAN Andre B.; APLICACIÓN DEL SÓNICO DIGITAL EN LA DETECCIÓN DE ZONAS PERMEABLES (FRACTURAS).
8. KNIGHT Jonathan, KEEPING TRACK OF COLOMBIA'S COMPLEX STRUCTURES.
9. LESLIE H. D., S. Teeten, A. Kerdreux; SONIC WAVEFORM ANALYSIS SHEAR WAVES VELOCITY (FIELD REFERENCES MANUAL). Schlumberger, Estados Unidos 1981.
10. MARTELL Andrade Bernardo; FUNDAMENTOS EN LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS. Apuntes.
11. MARTÍNEZ Velásquez Héctor, MANUAL DE CAPACITACIÓN "INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA". México 1997.
12. MARTÍNEZ Velásquez Héctor, Ortiz Robles Oscar, Viro José, METODOS PARA LA DETECCIÓN DE FRACTURAS A PARTIR DEL ANÁLISIS DE LAS ONDAS ACÚSTICAS. Asociación de Ingenieros Petroleros de México, XXV Congreso Nacional, Oaxaca, Oaxaca.
13. MORFIN Faure Alberto Enrique; TALLER REGISTROS GEOFÍSICOS (Curso Intermedio). IMP, México 1997.

14. OLIVARES Flores Juan; PRESIONES ANORMALES EN EL SUBSUELO "MEMORIAS DE EXPERIENCIA PROFECIONAL" Tesis, Ciudad Madero, Tamaulipas 1996.
15. RAMOS Rodríguez Heberto, Zinat Conte Daniel; LOS REGISTROS ELECTRICOS EN MÉXICO 65 ANIVERSARIO. Villahermosa, Tabasco, octubre 2001.
16. SUBIAUR Artiachí Servio Tulio; CONTROL DE CALIDAD DE REGISTRO GEOFÍSICOS. México 1998.
17. SCHLUMBERGER; WIRELINE SERVICE CATALOG. Houston, Texas 1991.
18. SCHLUMBERGER, THE TECHNICAL REVIEW. A. Schlumberger Publication, Estados Unidos 1987.
19. SCHLUMBERGER; LOG INTERPRETATION CHARTS. English-Metric, Estados Unidos 1979.
20. SCHLUMBERGER; INTERPRETACIÓN DE PERFILES Volumen I – Fundamentos, Estados Unidos 1972.
21. SCHLUMBERGER; OIL FIELD SERVICE, Curso de nuevas tecnologías de registros para evaluación de yacimientos. Estados Unidos 1972.
22. SCHLUMBERGER. PRINCIPIOS/APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS. Estados Unidos.
23. VIRO Consultoría Ltda. MANUAL DE INSTRUCCIÓN "CURSO INTERPRETACIÓN DE REGISTROS A AGUJERO DESCUBIERTO". 5ª edición, Brasil 1997.