



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Registros de nueva generación para  
enfrentar retos emergentes en  
interpretación petrofísica**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Geofísico**

**P R E S E N T A**

Oscar Roldán Pérez

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. José Luis Ortiz López



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021**

## *Agradecimientos*

*A mi madre, Carmen Pérez Lozano, por haber estado conmigo durante todo este tiempo y haberme brindado siempre tu apoyo sin importar las circunstancias, por impulsarme a seguir adelante y que gracias a ti puedo estar en esta etapa de mi vida, por el cuidado y amor que siempre me ha demostrado.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería por otorgarme todas sus enseñanzas, así como la formación recibida, y permitirme estar en este momento concluyendo este ciclo de mi vida.*

*A mi asesor de tesis, el Ing. José Luis Ortiz López por todo el tiempo y conocimiento que compartió conmigo durante este proceso y por mostrarme como profesor lo interesante y apasionante que pueden ser los registros de pozo.*

*A mis amigos de carrera por las experiencias académicas Carlos, Ángel, Rafael, pero principalmente a Nelli Hernández Rangel por ser una gran amiga desde hace tiempo y siempre mostrarme su apoyo y por todas las risas y pláticas, fuiste parte de este proceso y lo agradezco.*

*A Leticia Valentín Briones, por demostrarme que siempre estarás a mi lado y que tu apoyo jamás faltará, porque estuviste conmigo durante este proceso y que sin duda eres una de las personas mas importantes para mí, te agradezco todo lo que me has brindado.*

*A mis tíos Jesús y Gloria porque ustedes al igual que mi madre han estado presentes demostrando su apoyo y cariño a pesar de la distancia, por abrirme las puertas de su hogar y mostrar ese gran ambiente familiar.*

# ÍNDICE

---

RESUMEN.....	5
ABSTRACT .....	5
1. INTRODUCCIÓN .....	6
2. ANTECEDENTES .....	8
3. HERRAMIENTA MR SCANNER.....	10
3.1 Principios físicos sobre el funcionamiento de la herramienta .....	10
3.1.1 Frecuencia de Larmor .....	11
3.1.2 Principio de medición NMR .....	12
3.1.3 Secuencia CPMG .....	12
3.1.4 Mecanismo de relajación T1.....	13
3.1.5 Mecanismo de relajación T2.....	14
3.2 Permeabilidad .....	17
3.2.1 Tipos de poros .....	17
3.3 Distribución T2 .....	17
3.3.1 Proceso de difusión .....	19
3.3.2 Decaimiento multi-exponencial .....	20
3.3.3 Método de espectro corrido (SSM) .....	22
3.4 Descripción de la herramienta MR Scanner .....	24
3.4.1 Presentación del registro.....	27
4. HERRAMIENTA SONIC SCANNER.....	29
4.1 Principios físicos sobre el funcionamiento de la herramienta .....	29
4.1.1 Fuente monopolar .....	29
4.1.2 Ondas compresionales y de corte .....	29

4.1.3	Ley de Snell en fuentes monopolares .....	30
4.1.4	Ondas de Stoneley.....	33
4.1.5	Fuente dipolar .....	36
4.1.6	Ondas flexurales .....	37
4.2	Anisotropía.....	38
4.3	Heterogeneidad .....	41
4.4	Descripción de la herramienta Sonic Scanner .....	41
4.4.1	Sonic Scanner de 13 receptores .....	41
4.4.2	Coherencia de tiempo de lentitud (STC) .....	42
4.4.3	Análisis de frecuencia de lentitud (SFA).....	44
4.4.4	Presentación del registro.....	46
5.	HERRAMIENTA Rt SCANNER.....	48
5.1	Principios básicos de la herramienta .....	48
5.1.1	Corrientes de Foucault .....	49
5.1.2	Ecuaciones de Maxwell .....	50
5.1.3	Factor geométrico .....	52
5.2	Anisotropía eléctrica.....	53
5.2.1	Resistividad verdadera .....	55
5.3	Modelo de interpretación de arenas y arcillas .....	57
5.4	Modelo de Thomas-Stieber .....	58
5.5	Diagrama de Klein .....	61
5.6	Descripción de la herramienta Rt Scanner .....	62
5.6.1	Física de la resistividad triaxial .....	64
5.6.2	Buzamiento en la herramienta de inducción triaxial .....	65
5.6.3	Presentación del registro.....	67
6.	APLICACIONES FAMILIA SCANNER .....	69
6.1	Herramienta MR Scanner .....	69
6.1.1	Ejemplo 1 .....	69
6.1.2	Ejemplo 2 .....	71

6.2	Herramienta Sonic Scanner .....	74
6.2.1	Ejemplo 1 .....	74
6.3	Herramienta Rt Scanner .....	77
6.3.1	Ejemplo 1 .....	77
7.	CONCLUSIONES .....	82
8.	RECOMENDACIONES .....	84
9.	BIBLIOGRAFÍA .....	85
10.	ANEXOS .....	88

## **RESUMEN**

El presente trabajo ha sido desarrollado con la finalidad de obtener una síntesis de la teoría y funcionamiento de las herramientas de registros geofísicos pertenecientes a la Familia Scanner, dar a conocer sus ventajas respecto a otros registros y como estos servicios contribuyen a mejorar la caracterización de yacimientos convencionales y no convencionales.

Se presenta la técnica de interpretación utilizada para estas herramientas en formaciones laminadas y con carácter anisotrópico, así como la obtención de perfiles radiales de propiedades y mediciones acústicas que permiten una evaluación para la perforación.

La aplicación de este tipo de registros permite una mejor respuesta en cuanto a la determinación de los parámetros de porosidad y permeabilidad de la formación, viscosidad de fluidos y ayuda a establecer de manera más exacta el volumen de hidrocarburo contenido en las formaciones, lo que se traduce en un mayor Net Pay (espesor de pago).

Los ejemplos presentados en este trabajo muestran casos particulares donde las herramientas Scanner logran superar las limitaciones previas que se atribuyen a las herramientas convencionales ayudando a mejorar la caracterización de cada yacimiento.

## **ABSTRACT**

The present work has been developed with the purpose of obtaining a synthesis of the theory and operation of the geophysical records tools belonging to the Scanner Family, to make known their advantages regarding other records and how these services contribute to improve the characterization of deposits conventional and unconventional.

The interpretation technique used for these tools in laminated formations and with anisotropic character is also presented, as well as the obtaining of radial profiles of properties and acoustic measurements that allow an evaluation for drilling.

The application of this type of logs allows a better response in terms of determining the parameters of porosity and permeability of the formation, fluid viscosity and helps to establish more precisely the volume of hydrocarbon contained in the formations, which is translates into a higher Net Pay (payment thickness).

The examples presented in this work show particular cases where the Scanner tools manage to overcome the previous limitations that are attributed to conventional tools, helping to improve the characterization of each reservoir.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los principales objetivos que tienen hoy en día los registros de pozos es conocer las propiedades petrofísicas de las rocas en las formaciones estudiadas para determinar con mayor certidumbre el volumen de recursos que contienen. Los casos complejos como yacimientos finamente laminados y entendimiento de la anisotropía entre otros conllevan retos que con tecnología convencional no se puede resolver. Los servicios de registros proporcionados por la familia Scanner, en la caracterización de las propiedades petrofísicas de las rocas, así como para caracterizar el contenido de fluidos, se llevan a cabo mediante un escaneo radial y ortogonal a múltiples profundidades de investigación (DOIs) para proporcionar una imagen real y tridimensional del yacimiento. Es por ello por lo que los avances tecnológicos de las herramientas en esta familia superan las mediciones y limitaciones convencionales en cuanto a la capacidad de medir el entorno incluso en casos de pozos entubados, además de que proporcionan un escaneo a los volúmenes de la formación para contribuir a obtener una mejor respuesta y percepción a los cambios de heterogeneidad, anisotropía e irregularidad, obteniendo una respuesta global a las propiedades de la formación.

La familia de Registros Scanner se ha desarrollado para obtener estimaciones más acertadas y precisas sobre el volumen de hidrocarburos, considerando aspectos eléctricos (Rt Scanner), de igual manera el uso de principios electromagnéticos (MR Scanner) o acústicos (Sonic Scanner), proporcionan diversos puntos de vista para comprender mejor el comportamiento de la formación ante situaciones poco usuales.

Ante las limitaciones previstas por los registros convencionales, la Familia Scanner provee una nueva perspectiva y solución para condiciones complejas en los yacimientos, como por ejemplo formaciones laminadas o yacimientos no convencionales. En el ámbito de la perforación de pozos, la integración de las mediciones acústicas contribuye al diseño de perforación y logra mejoras sustanciales en estabilidad de este, además cuantifica la anisotropía mediante las propiedades mecánicas de la roca que ayuda al rendimiento de la perforación y genera una optimización del yacimiento a partir de las fracturas hidráulicas, así como la cementación.

Las formaciones que suelen estar integradas por secuencias de material fino como arenas y arcillas suelen contener un gran volumen de hidrocarburos, estos depósitos suelen ubicarse en ambientes fluviales, así como depósitos deltaicos y turbidíticos. Cuando el espesor de las láminas es menor que la resolución vertical utilizada para medir la resistividad, la respuesta suele estar dominada por las lutitas o secuencias de arenas con diferentes resistividades, por lo que el contraste entre la respuesta de arenas que son altamente contenedoras de hidrocarburos con las lutitas es bajo, esto dificulta la caracterización de yacimientos y el cálculo volumen de hidrocarburos.

La resistividad de las formaciones es una de las principales mediciones para evaluar yacimientos de petróleo o gas y fue de las primeras herramientas de adquisición operadas con cable. La evolución de los dispositivos para medir resistividades logró convertirse en una herramienta de medición estándar, sin embargo, no fue hasta que se difundió la herramienta de inducción triaxial 3D que permitió una mejor evaluación de los yacimientos que hasta ese momento podían pasar desapercibidos.

El cálculo de la anisotropía eléctrica en cambio provee de mediciones directas sin importar la desviación del pozo y estas resistividades son consideradas más aproximadas a las resistividades reales, ya que cuantifica el efecto producido por la baja resistividad de las formaciones laminadas, anisotrópicas o con fracturas, por lo tanto, se evita pasar por alto zonas altamente productivas con lo cual métodos convencionales serían incapaces de detectar.

La introducción de la herramienta MR Scanner mediante la resonancia magnética nuclear, ha proporcionado nuevas técnicas de evaluación en las formaciones mediante perfiles radiales 3D del yacimiento, ya que realiza mediciones multifrecuencia. Una sola corrida permite generar una evaluación detallada de la formación para obtener parámetros de porosidad total, permeabilidad, tipo de fluido y viscosidad del aceite a múltiples profundidades de investigación. La oportuna implementación y diseño de la herramienta MR Scanner mantiene las profundidades de investigación (DOI) de las mediciones independientemente del tamaño del agujero, la desviación o la temperatura. La Resonancia Magnética Nuclear (NMR) puede usarse para la determinación de permeabilidad y para diferenciar los tipos de hidrocarburos (White, J., 1997).

La herramienta Sonic Scanner es la última generación de herramientas acústicas, la cual puede obtener mediciones en las tres direcciones: axial, radial y azimutal. Esta herramienta genera una componente de cizalla o de corte en cualquier tipo de roca, por su modo de disparo que realiza un barrido del contenido de frecuencias, excitando la onda flexural para realizar análisis de dispersión y caracterizar el tipo de anisotropía. La herramienta también ofrece análisis de perfiles radiales monopolares, dipolares y de la onda Stoneley para obtener una caracterización acústica completa de la formación, permitiendo conocer si la formación se encuentra dañada o alterada.



## 2. ANTECEDENTES

Las herramientas de nueva generación como son los registros eléctricos que incluyen a la familia scanner (acústicos, resonancia magnética nuclear, inducción triaxial) tuvieron sus inicios desde el siglo pasado. En el caso de los registros eléctricos estos comenzaron durante la década (1920) cuando Conrad Schlumberger diseñó una técnica para medir la resistividad de las capas del subsuelo, sus aportaciones fueron tales que estos avances tecnológicos se lograron posicionar de forma comercial. De esta forma se introducen los registros eléctricos los cuales posteriormente en 1927, Henri George Doll lleva a cabo el primer trabajo de adquisición mediante dos electrodos, donde el contacto con el lodo de la formación fue fundamental para medir las diferencias de potencial, el mismo Doll para finales de 1940 introdujo los principios de los registros de inducción (Doll, H. G., 1949).

Pocos años después de que se iniciara la adquisición de registros eléctricos, Conrad Schlumberger (1935), especificó como se podría utilizar un transmisor y dos receptores para medir la velocidad del sonido en un intervalo de roca penetrado en el pozo, mientras Doll lograba introducir los principios de inducción que llevarían a superar las limitaciones producidas por los electrodos, además las empresas como Humble Oil Research, Magnolia Petroleum Company y Shell (1948) diseñaron dispositivos para conseguir información de velocidad sónica para la conversión de tiempo a profundidad de las secciones sísmicas.

En cuanto al principio de Resonancia Magnética Nuclear este no vio la luz sino hasta 1947, año donde otras compañías de servicios de registros geofísicos ya habían ganado terreno en cuanto a los métodos de adquisición, científicos de la Universidad de Stanford y Harvard introdujeron este concepto y sus aplicaciones que no solo obedecía a la industria petrolera, sino además a otras tan diversas como la biomedicina y alimentos (Dunn *et al.*, 2002). Ya en la década de los años 50's compañías como Shell, Chevron y Exxon introdujeron al método de NMR (Nuclear Magnetic Resonance) como aplicación en la industria del petróleo, misma década en la que Schlumberger introduce la primera herramienta sónica para el mejoramiento de la interpretación sísmica.

La investigación de la tecnología NMR mostró que el número de los núcleos de hidrógeno es proporcional a la población de átomos de una muestra y que la tasa de relajación es igual a la viscosidad del fluido, esto llevó al desarrollo de una herramienta de registro experimental y comercial para 1960 por parte de Schlumberger (Dunn *et al.*, 2002). La primera herramienta de registro de magnetismo nuclear (NML), contó con la medición de un índice de fluido libre  $T_2 > 30 \text{ ms}$  (*milisegundos*), dicha herramienta operó como precesión libre del campo magnético terrestre hasta 1994. La idea inicial del método NML fue que se podría usar como herramienta para medir el contenido de hidrógeno en el petróleo y el agua en rocas porosas, y que se lograrían discrepancias por diferentes tiempos de relajación, sin embargo, los estudios realizados delimitaron su uso dado que el método no podía distinguir entre el agua y el aceite en el espacio poroso, esto debido a que el agua en los poros con un tiempo de relajación menor no era medible.

Para 1980 los diagramas que en un principio eran construidos de forma empírica donde el analista de registros aplicaba las correcciones por los efectos de pozo con base a las curvas del factor geométrico, fueron sustituidas por técnicas de modelado computacional que contribuyó en gran medida en el avance de los registros eléctricos que se veían retrasados por no encontrar la incorporación total de la herramienta, dado que el avance tecnológico no lo permitía, incluso aun para 1990 esto era puramente teórico más que práctico, sin embargo, el avance de hoy en día a permitido el manejo favorable de la herramienta.

El desarrollo de la herramienta Sonic Scanner logró verse mejorada por la introducción de dos herramientas, Dipole Sonic Imager I y II durante 1990 y 1998 respectivamente, se convirtieron en el primer sónico dipolar y permitió por primera vez medir las ondas de corte en cualquier tipo de formación. Los avances que se han logrado proporcionan una mejor calidad de los datos permitiendo la obtención de mediciones acústicas para caracterizar las propiedades mecánicas y de los fluidos alrededor del pozo. Durante sus inicios, las mediciones sónicas eran simples dado que se iniciaron como una forma de ajustar las señales sísmicas a las capas de la roca, hoy en día las mediciones sónicas revelan propiedades como la lentitud de la formación o el efecto de la anisotropía de los yacimientos, así como mejorar el diseño de perforación de pozos.

### 3. HERRAMIENTA MR SCANNER

La herramienta de resonancia magnética MR Scanner, perfila los volúmenes y saturaciones de fluidos con lo cual proporciona una caracterización directa del contenido de hidrocarburos en cualquier tipo de yacimiento y/o pozo, entre las que incluyen perforaciones rugosas, bajas resistividades de formaciones y diversas salinidades de agua de formación, lodos pesados y a base de aceite además de formaciones laminadas.

#### 3.1 Principios físicos sobre el funcionamiento de la herramienta

La resonancia magnética nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos ante campos magnéticos, los cuales poseen un momento magnético y momento angular. En presencia de un campo magnético externo, el núcleo atómico hace un movimiento de precesión en la dirección del campo magnético externo.

El núcleo del átomo está constituido por un número determinado de protones a excepción del hidrógeno que solo cuenta con un protón  $H^1$ , este posee un movimiento de rotación sobre su propio eje. Visto desde un punto de vista mecánico, al movimiento cinético se le denomina spin.

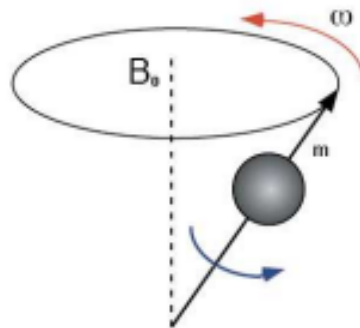


Figura 1. Momento resultante sobre un protón, (tomado de Pérez Méndez, 2009).

Por lo tanto, a los núcleos de hidrógeno los podemos considerar como un imán cuyo eje magnético se encuentra alineado con el eje del espín del núcleo, cuando no existe un campo magnético externo los espines se encuentran con una orientación aleatoria (figura 2).

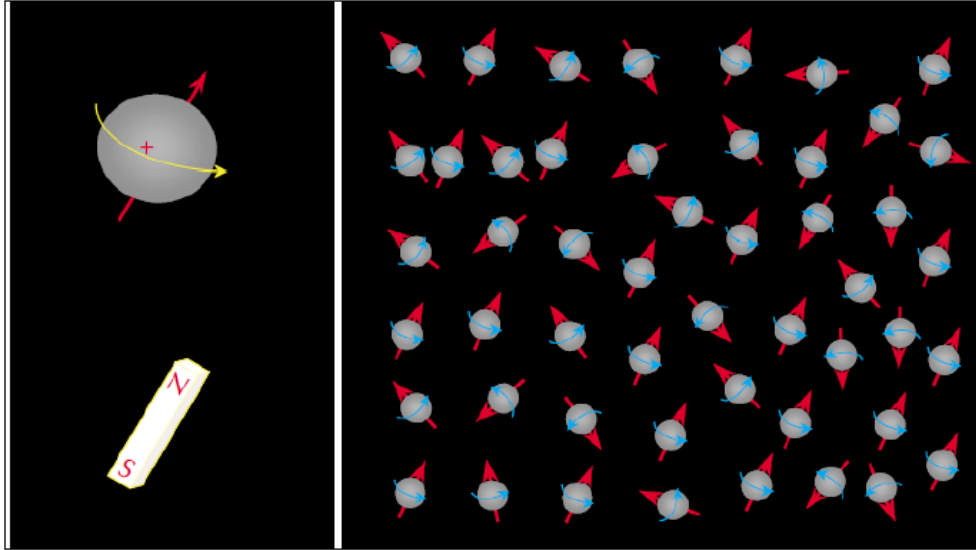


Figura 2. Los núcleos de hidrógeno se comportan como imanes, cuando no están afectados por un campo magnético externo, estos están orientados de manera aleatoria. (Tomado de Coates, Xiao y Prammer, 1999).

### 3.1.1 Frecuencia de Larmor

Al colocar un núcleo en un campo  $B_0$ , este tenderá a alinearse con el campo magnético dando como resultado un movimiento similar al giro de un trompo, dicha trayectoria dibuja la forma de un cono, el cual se denomina movimiento de precesión. Por lo tanto, los protones de  $H$  experimentan dicho movimiento alrededor del campo  $B_0$ , con una frecuencia definida por la siguiente ecuación.

$$\omega_0 = \gamma B_0$$

Donde:

$\omega_0$  = Frecuencia angular [rad/s]

$\gamma$  = Constante de giro magnético [MHz/T]

A esta frecuencia se le conoce como la frecuencia de Larmor y depende de la intensidad del campo externo  $B_0$  y de  $\gamma$ . La precesión de un spin en un campo magnético es análoga a la que se utiliza en la RMN de un protón o átomo. La frecuencia de Larmor de la señal detectada es proporcional al campo magnético aplicado, el cambio de magnitud produce una frecuencia diferente.

Un protón de hidrógeno posee un momento magnético, para un campo magnético  $B_0$  se produce un par que conduce a la orientación de los momentos magnéticos. Al aplicar un pulso electromagnético perpendicular a  $B_0$ , los protones giran alrededor de un ángulo, al término de la excitación, cada protón vuelve a su estado original (relajación).

### 3.1.2 Principio de medición NMR

El principio del NMR (Resonancia Magnética Nuclear por sus siglas en Inglés) muestra las propiedades de los poros y fluidos en las formaciones a través de dos etapas, partiendo de la etapa de polarización donde los átomos de hidrógeno que poseen carga positiva generan pequeños campos magnéticos y se alinean a lo largo de un campo magnético  $B_0$ , dicho tiempo se le conoce como tiempo de relajación longitudinal  $T_1$  que depende el medio que rodea al hidrógeno.

En una segunda etapa los átomos de hidrógeno se manipulan mediante pulsos de un campo magnético oscilante, la frecuencia de oscilación se ajusta a la frecuencia de Larmor y la precesión de la magnetización genera un campo magnético oscilante que induce un voltaje a la frecuencia. Los pulsos producen que los átomos de hidrógeno se alejen de la dirección  $B_0$  y luego roten con un movimiento de precesión alrededor de la misma.

Los pulsos generan respuestas conocidas como ecos provenientes de los átomos de hidrógeno, estos ecos inducen un voltaje en una antena colocada en un plano perpendicular en la dirección de  $B_0$ . Las frecuencias diferentes de Larmor conducen a un desfase de protones lo que resulta en una magnetización transversal reducida, en una sola etapa se pueden generar muchos ecos reduciendo la magnitud a través de un proceso o tasa de decaimiento conocida como relajación trasversal  $T_2$  (Dunn et al., 2002).

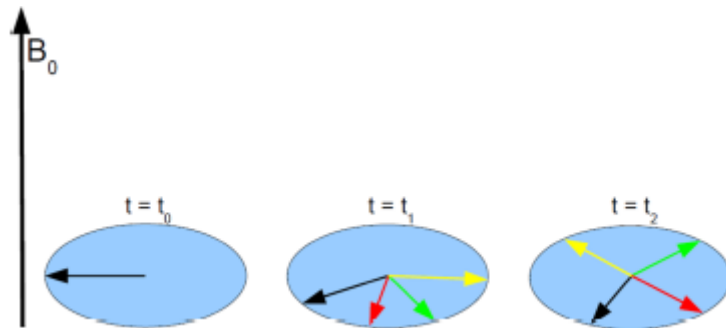


Figura 3. Proceso de precesión de protones en plano  $X - Y$  una vez aplicado un tren de pulsos que giran la magnetización desde la dirección  $Z$ , para un tiempo  $t = 0$  los protones son coherentes, sin embargo, en presencia de un gradiente magnético dichos protones producen un desfase debido a la frecuencia de Larmor (tomado de Ronzcka y Müller-Petke, 2012).

### 3.1.3 Secuencia CPMG

En los registros NMR, la relajación está dominada por las interacciones de los átomos de hidrógeno con su entorno y por la difusión de los gradientes del campo magnético. El decaimiento de la señal de eco en función del tiempo depende de la secuencia de pulsos, el caso más general se presenta con la llamada secuencia de pulsos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (Carr y Purcell, 1954; Meiboom y Gill, 1958), que consta de varios miles de pulsos electromagnéticos y registra el proceso de relajación y minimiza los procesos de

relajación debido a la difusión, dichos pulsos están espaciados equidistantemente ( $TE$ ) por un tiempo constante, cada uno de estos pulsos hace que un eco NMR sea la señal medida (Hahn, 1950). Se le conoce como el espaciado del eco de una secuencia CPMG.

Un tren de pulsos es aplicado primero  $90^\circ$  que voltea la magnetización desde la dirección  $Z$  hacia el plano  $X - Y$  que inicialmente es paralelo a  $B_0$ , luego se generan pulsos de reenfoque que invierten los protones alrededor de  $180^\circ$  sobre el plano  $X - Y$ .

Después de los primeros pulsos, los protones pierden su coherencia de fase debido a la frecuencia de Larmor causada por el gradiente magnético, posteriormente se deja un espaciado de tiempo para aplicar un pulso de reenfoque ( $180^\circ$ ) que gira a los protones de manera que aquellos que posean una mayor  $\omega_0$  (frecuencia angular) se queden atrás de aquellos que posean uno más bajo generando una señal coherente. Los puntos máximos de ecos generan la mayor coherencia de los protones para los espaciamientos con  $TE = 2\tau$ , por lo que  $\tau$  (tiempo de demora entre pulsos) debe ser constante en toda la secuencia CPMG para garantizar que el término de difusión sea insignificante, de lo contrario los protones no lograrían reenfocarse por completo, lo que genera una amplitud reducida de eco. Como se muestra en la figura 4 el máximo de ecos detectados proporciona la curva de relajación T2 a medida que decae la señal.

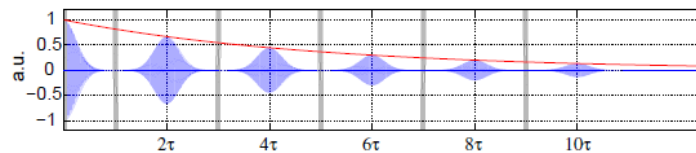


Figura 4. Secuencia CPMG con un pulso de  $90^\circ$  y de  $180^\circ$  para reenfocar, por lo que después de cada pulso de  $180^\circ$  aparece un eco. La posición de todos los ecos detectados genera la curva de relajación T2 (tomado Ronzcka y Müller-Petke, 2012).

### 3.1.4 Mecanismo de relajación T1

Antes del campo magnético externo  $B_0$ , los momentos magnéticos del hidrógeno se encuentran dispuestos de manera aleatoria, durante la etapa de polarización conocida como  $T_p$ , la magnetización crece de manera hacia un valor de equilibrio  $M_0$ . El tiempo que caracteriza a la magnetización se conoce como  $T_1$  (tiempo de relajación longitudinal), el tiempo  $T_1$  ayuda a determinar las composiciones complejas de hidrocarburos y la distribución de tamaños de poro en rocas sedimentarias (Freedman, 2006). Para medir el tiempo se realizan varios pulsos a diversas frecuencias separados por intervalos de tiempo determinados.

Aplicando la secuencia de pulsos a  $90^\circ$  (figura 5) separados por un tiempo determinado, en la relajación longitudinal el vector de magnetización es paralelo al campo magnético  $B_0$ , conocido como magnetización longitudinal ( $M_z$ ).

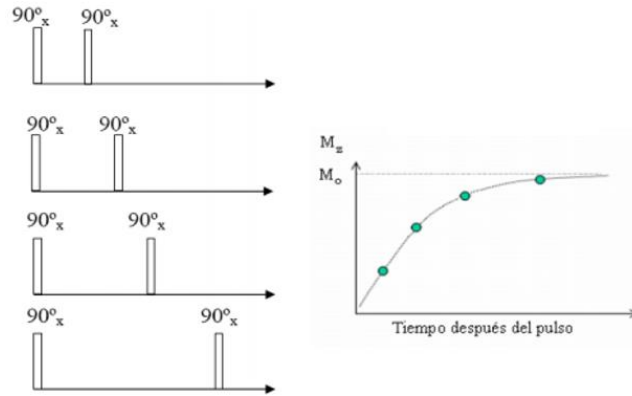


Figura 5. El pulso a  $90^\circ$  desplaza la magnetización al plano X-Y, por lo que  $M_z$  es cero (tomado de Mengana y Lores, 2015).

Al variar el tiempo se obtienen puntos que se ajustan a una curva exponencial obteniendo  $T_1$ , a partir de la secuencia CPMG generando pulso a  $180^\circ$  estos invierten la curva de magnetización la cual viene dada por la ecuación:

$$M_z(\tau) = M_0 \left( 1 - 2e^{-\frac{\tau}{T_1}} \right)$$

Donde:

$M_0$  = Magnetización de Curie

$\tau$  = Tiempo de demora entre pulsos

$T_1$  = Tiempo de relajación longitudinal

### 3.1.5 Mecanismo de relajación T2

El tiempo de relajación  $T_1$  caracteriza el enfoque del equilibrio del componente de polarización en la dirección del campo magnético externo. El tiempo de relajación transversal  $T_2$  caracteriza la velocidad a la que el componente transversal decae a cero y determina el ancho de línea de la resonancia magnética nuclear (Meiboom y Gill, 1958).

El tiempo  $T_2$  de agua de medios porosos consta de tres partes; la relajación en masa o intrínseca del fluido  $T_{2B}$ , la relajación superficial  $T_{2S}$  y la relajación debida a cualquier tipo de desfase o difusión  $T_{2P}$ , todos son procesos paralelos y se suman a  $T_2^*$ , el tiempo de relajación del decaimiento de inducción libre (Mohnke y Yaramanci, 2008).

$$\frac{1}{T_2^*} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2P}}$$

La relajación  $T_{2B}$  denota el tiempo de relajación del agua libre, la relajación superficial  $T_{2S}$  muestra la influencia de la superficie del poro a los protones en las proximidades de la superficie y  $T_{2P}$  contiene a todo tipo de gradientes magnéticos.

Al conducir secuencias CPMG (Carr y Purcell, 1954; Meiboom y Gill, 1958) se minimiza la influencia de gradientes magnéticos. Debido a las secuencias CPMG,  $T_{2P}$  se puede simplificar a un término de difusión  $T_{2D}$ . Esta relajación ocurre si un protón se mueve a través de los gradientes magnéticos, mientras es desplazado en diferentes regiones con diferentes intensidades del campo magnético lo que resulta de las frecuencias de Larmor.

El término de difusión puede expresarse por:

$$\frac{1}{T_{2,D}} = D \frac{(\gamma G t E / 2)^2}{3}$$

Donde  $G$  [ $G/cm$ ] es el gradiente del campo magnético,  $\gamma$  [ $Hz/T$ ] es la relación giromagnética,  $D$  [ $m^2/s$ ] es el coeficiente de difusión y  $tE$  [ $s$ ] es la separación entre ecos. Los efectos de difusión de la ecuación se pueden reducir si se usa un  $tE$  más pequeño, mientras se utiliza una secuencia CPMG, dicha ecuación también indica que los efectos de difusión son mayores si el espaciado  $tE$  es mayor. Dado que  $T_{2P}$  puede simplificarse  $T_{2D}$ , la primera ecuación se transforma en:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,B}} + \frac{1}{T_{2,S}} + D \frac{(\gamma G t E / 2)^2}{3}$$

La ecuación muestra que la relajación transversal  $T_2$  medida por una secuencia CPMG consiste en  $T_{2B}$  y  $T_{2,S}$ , dichos efectos implican propiedades magnéticas y la estructura de la superficie interna del material. La relajación superficial bajo un régimen de difusión rápida (Brownstein y Tarr, 1979), se puede expresar mediante;

$$\frac{1}{T_{2,S}} = \rho \frac{S}{V}$$

Donde  $\rho$  [ $m/s$ ] indica la capacidad de relajación superficial,  $S$  [ $m^2$ ] es el área superficial y  $V$  [ $m^3$ ] el volumen del poro. De acuerdo con la ecuación anterior, la influencia de la relajación superficial aumenta para los poros pequeños o para la relajación de superficies grandes, debido a esto el material fino con poros pequeños creara una señal de decaimiento más rápida en comparación con un material más grueso. Conocida la relajación de la superficie ( $\rho$ ) de una muestra, es posible calcular el radio medio del poro.

La distribución  $T_2$  es el resultado de un registro NMR y se presenta en cada profundidad de muestreo como amplitud contra tiempo que oscila entre los 0.3 [ $ms$ ] a 3 [ $s$ ]. Los volúmenes de interés son habitualmente el fluido ligado en los poros pequeños y el fluido libre que se produce de los poros de mayor tamaño para una estimación mejor de la permeabilidad.



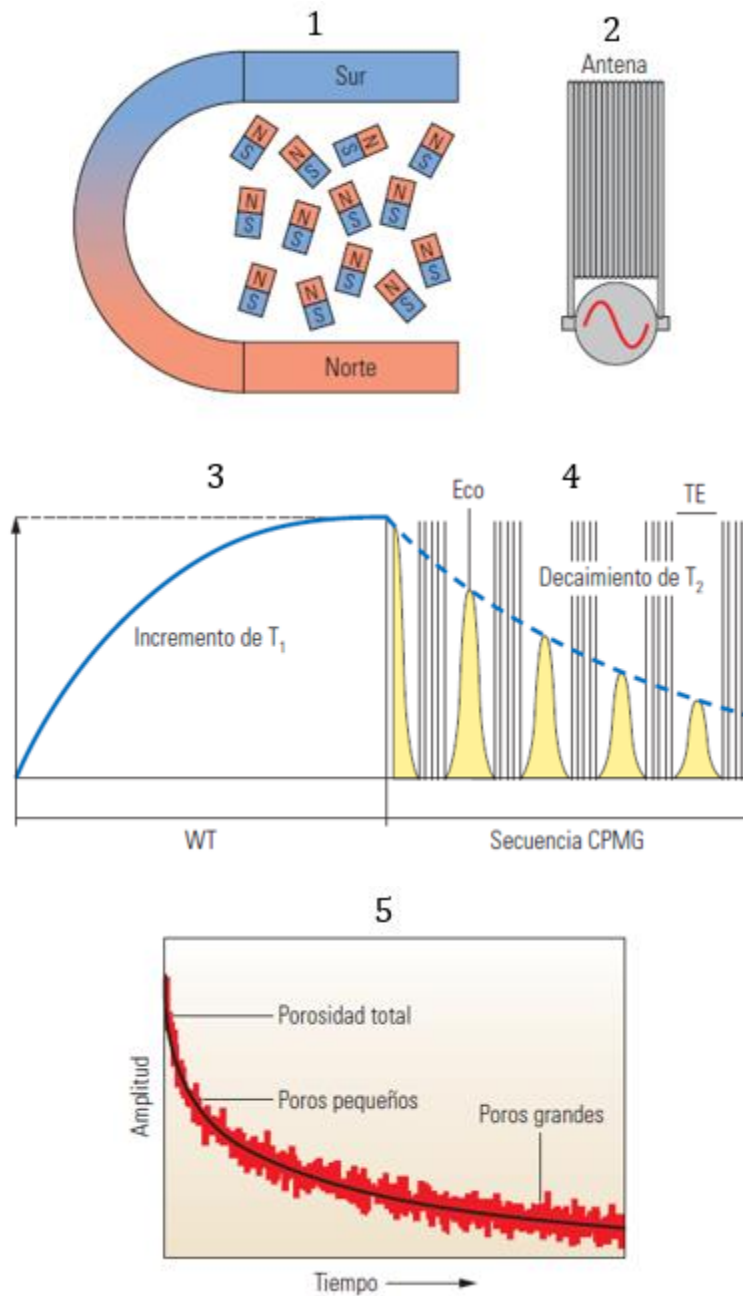


Figura 6. Proceso básico del NMR: Los núcleos de  $H$  se comportan como imanes que logran alinearse (1), luego los núcleos se polarizan con un tiempo de espera  $TW$  con un incremento exponencial  $T_1$  (3), para posteriormente el tren de pulsos generar los ecos que son recibidos por la antena (2) donde el espaciamiento entre ellos genera el decaimiento exponencial  $T_2$  (4) que representa la distribución del tamaño de poro de la formación (5) (tomado y editado de Akkurt, et al., 2009).

### 3.2 Permeabilidad

La separación de la porosidad en los componentes de fluido libre y fluido adherido es fundamental en la evaluación de productividad de un yacimiento, en formaciones laminadas la productividad (además del fluido libre y adherido) depende también de la ubicación de los volúmenes del fluido dentro de la formación.

La transformación de la permeabilidad en los métodos de NMR se realiza mediante la permeabilidad de Timur-Coates (figura 7), la cual contiene la porosidad total de la formación  $\phi$ , la relación entre el volumen del fluido libre (FFI) y el volumen adherido (BVI) es  $FFI = \phi - BVI$ , a partir del punto de corte  $T_{2cutoff}$  que se obtiene de muestras de núcleos saturados de agua y el coeficiente  $a$  cuyo valor depende del tipo de formación. Con  $m = 4$  y  $n = 2$  como exponentes usuales.

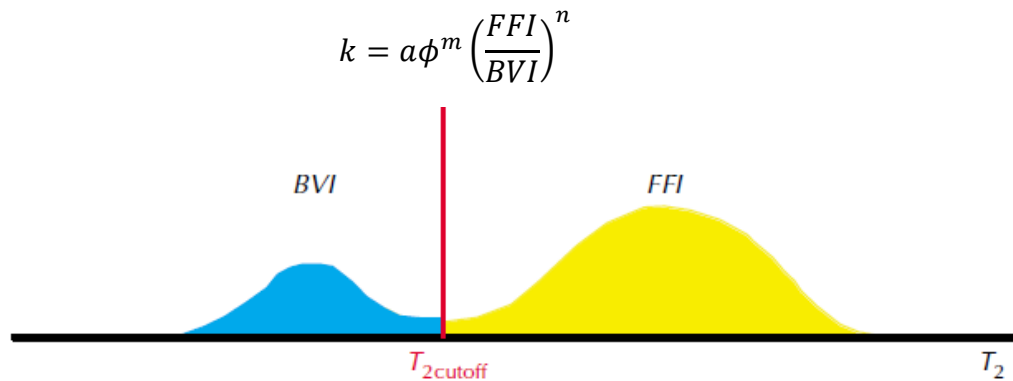


Figura 7. El modelo de permeabilidad utiliza la relación  $FFI/BVI$  para describir la relación cambios superficie-volumen (tomado de Coates et al., 1999).

#### 3.2.1 Tipos de poros

Microporosidad ( $0.3 \text{ ms} < T_2 < 3.0 \text{ ms}$ ): Incluye la mayor parte de la porosidad de las arcillas (agua ligada, no producible) y posiblemente el agua de los poros más pequeños en las limolitas.

Porosidad ligada por fuerzas capilares ( $3.0 < T_2 < T_2Cutoff$ ): Incluye los poros en arenas y limolitas que son muy pequeños para fluir donde el agua está inmóvil por fuerzas capilares.

Porosidad libre ( $T_2 > T_2Cutoff$ ): Poros más grandes, los fluidos en esta porosidad pueden ser producidos debido a su movilidad, se considera que los poros están conectados.

### 3.3 Distribución $T_2$

La disminución de velocidad de la señal NMR se describe mediante una distribución de tiempo  $T_2$  (figura 8), esto proporciona información sobre las propiedades de las rocas y de los fluidos. Las distribuciones  $T_2$  calculadas a partir de los datos de eco NMR se utilizan para

calcular las porosidades, fluido ligado y libre, así como la permeabilidad. Este tipo de distribución se ajusta a una suma de 30 funciones exponenciales, cada una con amplitud  $A(T_2)$  y un tiempo de decaimiento  $T_2$ . Una gráfica de  $A(T_2)$  contra  $T_2$  se le conoce como distribución  $T_2$ , dicha área es igual a la porosidad total de NMR.

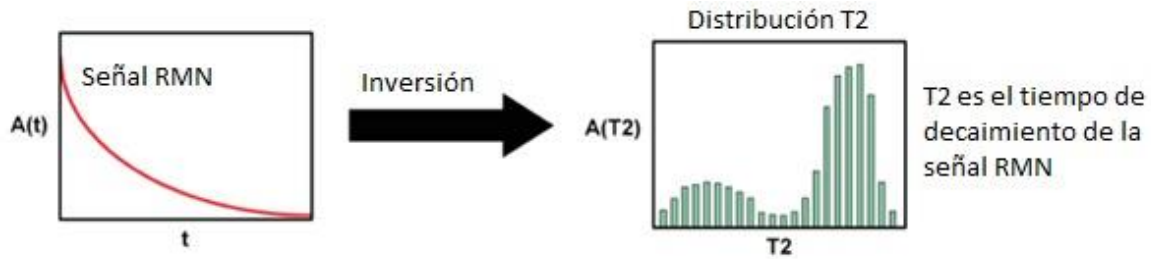


Figura 8. Transformación de una señal NMR en el dominio del tiempo a una mediante distribución  $T_2$  (tomado y editado de Freedman y Heaton, 2004).

El área bajo la distribución  $T_2$  (figura 9) es proporcional a la porosidad, por lo que en rocas saturadas de agua esta se puede relacionar con el tamaño del poro de tal forma que esta se puede dividir en agua ligada y agua libre.

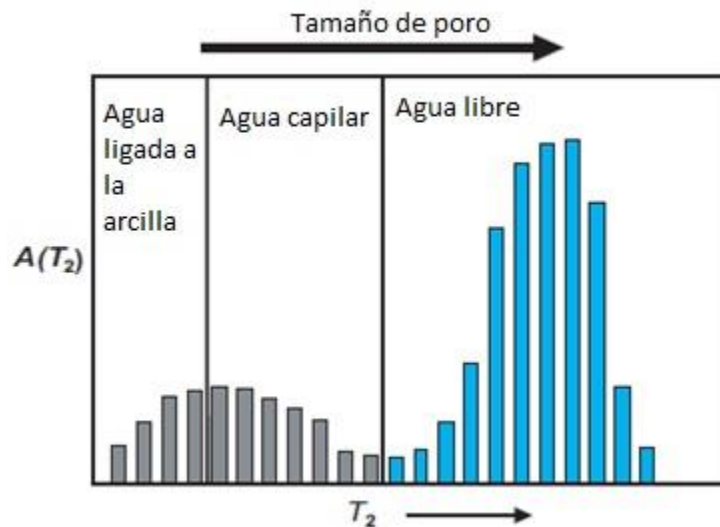


Figura 9. Distribución  $T_2$  para una arenisca saturada de agua, de izquierda a derecha Clay bound water-agua ligada de arcilla, Capillary bound water-agua ligada capilar, Free water-agua libre (tomado y editado de Freedman, 2006).

La distribución  $T_2$  presente en la figura 10, muestra la composición molecular del aceite, donde cada  $T_2$  es inversamente proporcional a la viscosidad de las moléculas del aceite, así los  $T_2$  más largos corresponden a moléculas móviles y donde los  $T_2$  más cortos se asocian a la viscosidad más alta.

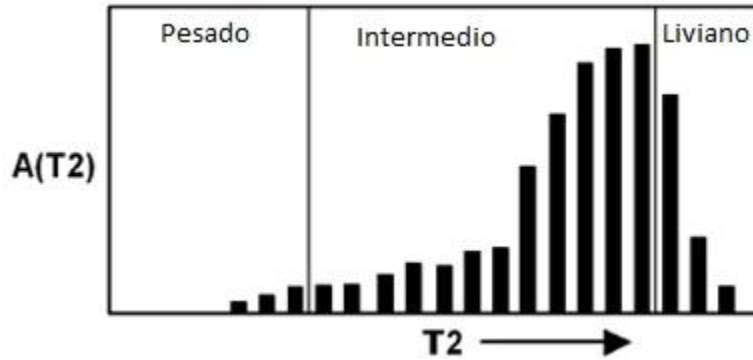


Figura 10. Distribución  $T_2$  que refleja la distribución del tamaño molecular para petróleo con base a su viscosidad de tal forma que se puede dividir en pesados, intermedios y livianos, (tomado y editado de Freedman et al., 2004).

El amplio rango de valores de  $T_2$  observado en las rocas sedimentarias es causado por la distribución de tamaños de poro. Cada  $T_2$  en la distribución es proporcional al diámetro del tamaño del poro. Por lo tanto, los valores cortos de  $T_2$  en una distribución se asocian con señales del agua en poros pequeños, mientras que los valores más largos de  $T_2$  corresponden a las señales del agua en poros de mayor tamaño.

### 3.3.1 Proceso de difusión

La difusión de moléculas de agua y aceite pueden ser descritas por una única constante de difusión molecular (Kleinberg y Vinegar, 1996). Las relajaciones  $T_1$  y  $T_2$  son causadas por interacciones magnéticas entre protones, donde la relajación  $T_1$  ocurre cuando un sistema de protones transfiere energía a su entorno en la dirección  $B_0$ , es una técnica que se utiliza con frecuencia para diferenciar el gas del aceite.

Los fluidos en los poros de una roca, se encuentran involucrados tres mecanismos de relajación.

- Procesos de fluidos en masa que afectan la relajación  $T_1$  y  $T_2$ .
- Relajación superficial que afecta a  $T_1$  y  $T_2$ .
- Difusión en presencia de gradientes de campo magnético que solo afecta a  $T_2$ .

Los procesos actúan en conjunto por lo que los tiempos  $T_1$  y  $T_2$  vienen dados por:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}}$$

Las tasas de relajación son independientes del espaciado ( $tE$ ) de los pulsos  $RF$  (pulso de radio frecuencia a  $90^\circ$ ), en cambio la atenuación de difusión es proporcional al producto  $D \times TE^2$  donde  $D$  es la constante de difusión molecular. En la figura 11, se muestra un conjunto de datos modificados por difusión con espaciamientos de pulsos diferentes para una roca saturada de aceite y agua salada. Para espaciamientos de ecos cortos la atenuación

de la difusión es mínima por lo que las señales no pueden separarse, a medida que se aumenta el espaciamento la atenuación del agua se hace mucho más rápida y evidente que la del aceite.

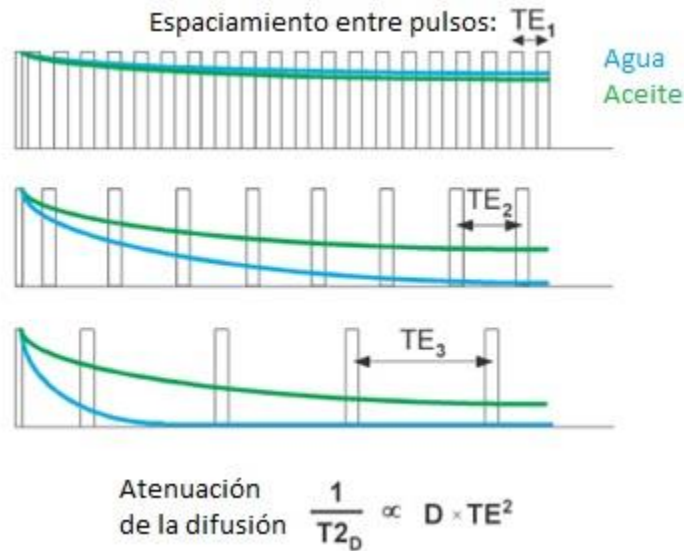


Figura 11. Diagrama de tres tipos de mediciones por difusión para un yacimiento que contiene aceite y agua, a medida que se aumenta el espaciado la señal de agua decae más rápido. La atenuación de la señal por difusión es proporcional al cuadrado del espaciado (TE) multiplicado por la constante de difusión (D), (tomado de Freedman et al., 2004).

En el proceso de identificación de hidrocarburos y su diferenciación del agua, es fundamental el proceso de difusión (Akkurt, 1998). Los fluidos como gas, aceite y agua poseen una relajación inducida por la difusión cuando se someten a un campo magnético y una secuencia CPMG con espaciados inter-ecos largos. Por lo tanto, si se aumenta el espaciado inter-eco la difusión se convierte en el mecanismo de relajación predominante, perdiendo importancia la intrínseca del fluido y la de superficie (Akkurt, 1998).

$T_{2\text{difusión}}$  es una constante de tiempo de relajación asociada al mecanismo de difusión, al existir un campo magnético estático la difusión molecular provoca un desfase y por ende aumenta la relajación  $T_2$  ( $1/T_2$ ), dicho desfase ocurre debido a que las moléculas se desplazan a un punto donde el campo magnético y la velocidad de precesión son diferentes.

### 3.3.2 Decaimiento multi-exponencial

Las rocas de un yacimiento tienen una distribución de tamaño de poro y almacenan más de un tipo de fluido, por ello el tren de spin-eco (magnetización transversal) registrado con secuencias CPMG posee una distribución de valores  $T_2$  y no solo como único valor, esto se describe a través de la siguiente ecuación.

$$M(t) = \sum M_i(0)e^{-\frac{t}{2T_i}}$$

Donde:

$M(t)$  = Magnetización medida en el tiempo  $t$ .

$M_i(0)$  = Magnetización inicial para la  $i^{th}$  (i-ésimo) componente de relajación.

$2_{Ti}$  = Decaimiento de la constante  $i^{th}$  (i-ésimo) componente de relajación transversal.

La relajación en superficie es dominante cuando se tiene un espaciado corto entre ecos, bajo esta consideración  $T_2$  es directamente proporcional al tamaño del poro. Así cuando se propone que todos los poros tienen la misma forma geométrica, los poros más grandes poseen el  $S/V$  (relación superficie-volumen) más bajo y por tanto un  $T_2$  más largo mientras que los poros más chicos tienen los mayores valores de  $S/V$  y los valores más cortos de  $T_2$  (figura 13). Al tener un solo poro la magnetización decae exponencialmente y la amplitud de la señal está dada por:

$$M(t) = M_0 e^{-\rho^2 \left(\frac{S}{V}\right) t}$$

Sí  $M_0$  es proporcional al volumen del fluido, al considerar la distribución completa de poros saturados de agua (figura 12 parte inferior izquierda), los poros muestran una distribución de valores  $T_2$  (figura 12 parte inferior centro), por lo tanto, la amplitud de la señal es la combinación que surge de la amplitud de cada señal individual de cada tamaño de poro (figura 12 parte inferior derecha).

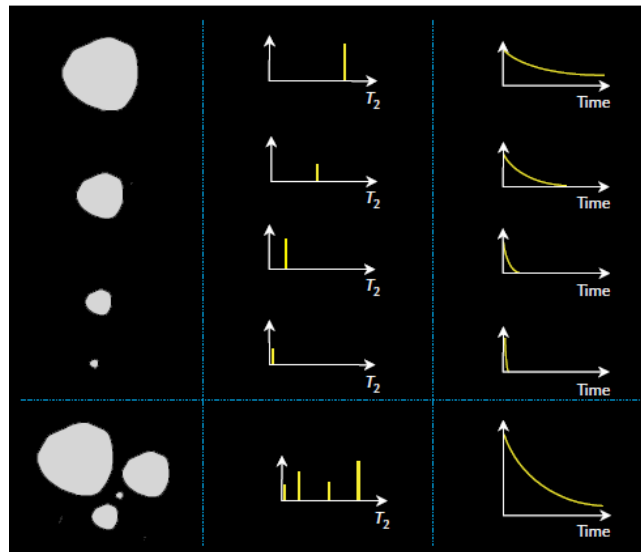


Figura 12. Los poros saturados de agua tienen un único valor  $T_2$  que depende del tamaño del poro. Cuando se combinan los tamaños de los poros, se obtienen diversos valores de  $T_2$  así como una suma de la señal (tomado de Coates et al., 1999).

La amplitud viene dada por la siguiente ecuación

$$M(t) = M_{0i} e^{-\rho^2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t}$$

Donde  $\left(\frac{S}{V}\right)_i$  es la relación superficie volumen del  $i^{th}$  poro. Por lo tanto, para  $M(0)$  la ecuación se reduce a,

$$M(0) = M_{0i}$$

Si se conoce  $M_{100\%}(0)$ , entonces  $M(0)$  y  $M_{0i}$  pueden ser calibradas en porosidad.

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i$$

Donde:

$\phi$  = Porosidad calibrada de la formación

$\phi_i$  = Porosidad calibrada asociada al valor  $i^{th}$  del tamaño del poro.

Por lo tanto, la distribución  $T_2$  en forma de amplitudes  $M_{0i}$  asociadas con las constantes  $T_{2i}$  se calibra con la distribución de porosidad. Si los poros además de estar saturados de agua contienen petróleo o gas, esto contribuye a la magnetización medida de la siguiente manera:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho^2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + M_{oil} e^{-\frac{t}{T_{2oil}}} + M_{gas} e^{-\frac{t}{T_{2gas}}}$$

Donde:

$M_{oil}$  = Magnetización producida por protones de aceite en los poros.

$M_{gas}$  = Magnetización producida por protones de gas en los poros.

$T_{2oil}$  =  $T_2$  de aceite medido con secuencia CPMG

$T_{2gas}$  =  $T_2$  de gas medido con secuencia CPMG

Por lo tanto, se asume que la desintegración spin-eco del petróleo y gas puede caracterizarse por medio de una función exponencial que representa las propiedades de relajación y difusión de los fluidos.

### 3.3.3 Método de espectro corrido (SSM)

Se lleva a cabo en una adquisición dual de los  $TW$  que consiste en el contraste de la distribución  $T_1$  entre agua e hidrocarburos ligeros (Coates, 1999), variando los ecos ( $tE$ ), la señal menos afectada por la difusión será la que mantenga el menor espaciamiento entre ecos y de forma análoga la mayor afectada tendrá un mayor espaciamiento de ecos, esto produce que el agua tenga un proceso de relajación más rápido provocando así la aparición en  $T_2$  más cortos.

Para la polarización total en los hidrocarburos es necesario tener un  $TW$  más largo que para el agua, las mediciones dobles  $TW$  se basan en el contraste  $T_1$  entre el agua y los hidrocarburos, por lo que se utilizan dos valores ya mencionados  $TW$  corto y  $TW$  largo.

Para  $TW$  corto:

$$M_{TW_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-\frac{-TW_{short}}{T_{1wi}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2wi}}} + M_{oil} \left(1 - e^{-\frac{-TW_{short}}{T_{1oil}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2oil}}} + M_{gas} \left(1 - e^{-\frac{-TW_{short}}{T_{1gas}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2gas}}}$$

Para  $TW$  largo:

$$M_{TW_{long}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-\frac{-TW_{long}}{T_{1wi}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2wi}}} + M_{oil} \left(1 - e^{-\frac{-TW_{long}}{T_{1oil}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2oil}}} + M_{gas} \left(1 - e^{-\frac{-TW_{long}}{T_{1gas}}}\right) e^{\frac{-t}{T_{2gas}}}$$

Para una doble adquisición de los  $TW$  y obtener la relajación  $T_1$ , el agua se debe polarizar utilizando un  $TW_{short}$  de 1.5 s (figura 13), mientras que los hidrocarburos se polarizan con un  $TW_{long}$  de 9 s.

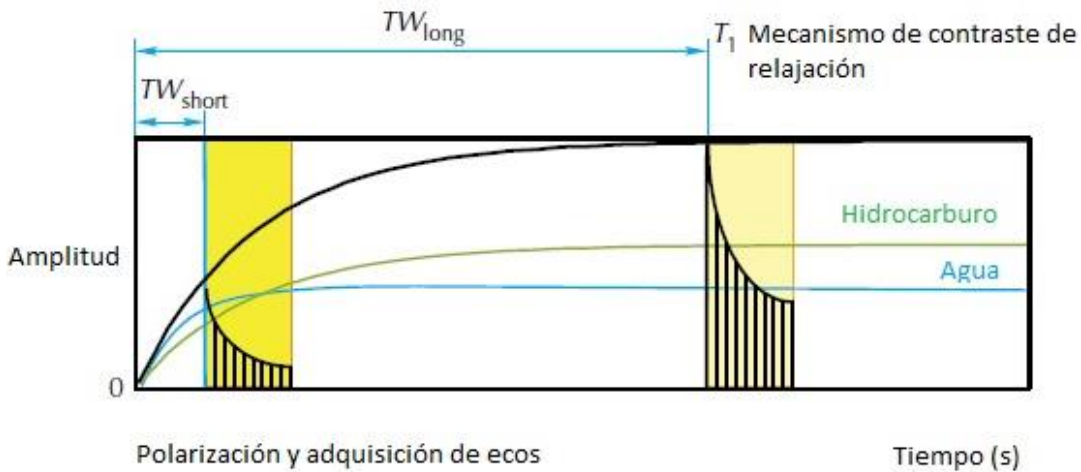
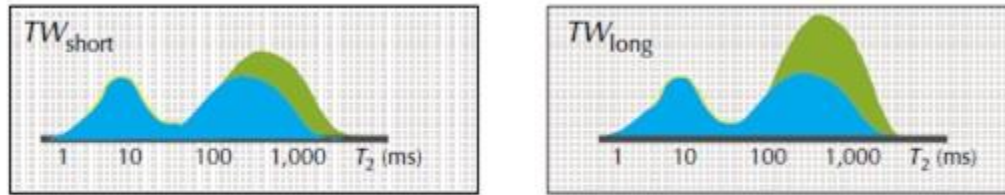


Figura 13. Polarización de fluidos agua (azul) para un  $TW_{short}$  e hidrocarburos (verde)  $TW_{long}$  (tomado y editado de Coates, *et al.*, 1999).

El agua se polariza tanto en los tiempos cortos como largos mientras que los hidrocarburos solo en los largos (figura 14), de esta forma el agua obtendrá la misma amplitud de distribuciones  $T_2$  en cualquier situación y para los hidrocarburos estará restringido para  $TW_{long}$  así las diferencias de las dos distribuciones  $T_2$  dejará únicamente el contenido de hidrocarburo.





Distribución T2

Figura 14. Resultado de las diferencias entre las distribuciones  $T_2$ , para un tiempo largo ayuda a cuantificar el contenido de hidrocarburos en una formación (tomado y editado de Coates et al., 1999).

### 3.4 Descripción de la herramienta MR Scanner

A pesar de que las mediciones NMR con herramientas anteriores pueden proveer las propiedades del fluido de las formaciones, el reto para medir las características y el tipo de fluido, así como la viscosidad del aceite necesita mucha más información que la proporcionada por la herramienta NMR de generaciones anteriores. Por tal motivo, la caracterización de fluidos fue uno de los factores clave en el desarrollo de la herramienta MR Scanner.

La herramienta de resonancia magnética MR Scanner, es la herramienta de adquisición de registros de NMR operada con cable de nueva generación (figura 15), entre sus características más importantes se encuentra el gradiente del campo magnético, las mediciones a múltiples frecuencias y profundidades de investigación (DOIs) además de obtener perfiles radiales 3D en una sala pasada. La herramienta de gradiente posee un campo magnético estático que decrece a medida que aumenta la distancia desde la herramienta hacia la formación, por lo que la condición de Larmor se cumplirá en un amplio rango de frecuencias que corresponden a la medición del hidrógeno.

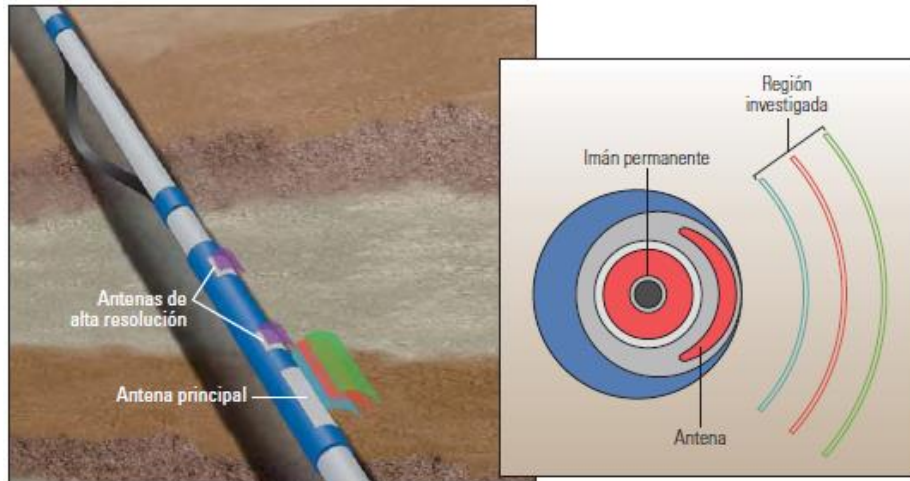


Figura 15. La herramienta MR Scanner posee tres antenas, la antena principal opera a múltiples frecuencias y es optimizada para la adquisición de las propiedades del fluido. La herramienta se corre con la sección de la antena presionada contra la pared del pozo (tomado de Akkurt et al., 2009).

Las profundidades de medición de la antena principal, que van de 1.5 a 4 pulgadas, se mantienen independientemente del tamaño del agujero, la desviación, la forma o la temperatura, cada una de las frecuencias que se obtienen corresponde a un DOI medidos desde la pared del pozo. Las mediciones de la secuencia MR Scanner producen una evaluación detallada de la región cercana al pozo como es la porosidad total, fluido ligado y libre. Además, detectan gas e hidrocarburos ligeros, así como estimación de permeabilidad y tamaño del poro y con ello predecir la capacidad de almacenamiento. Las aplicaciones de evaluación proporcionada por la antena principal engloban las dos antenas de alta resolución, y se utilizan en el perfilado radial de tipo de fluidos, volumen de fluidos y viscosidad del aceite. Por otra parte, la distribución  $T_2$  en el aceite ayuda a determinar la viscosidad, permeabilidad y predecir la capacidad de producción.

A pesar de que existen múltiples frecuencias desde la antena principal, las usadas comúnmente son las de capas No. 1, No. 4 y No. 8 situadas a 1.5, 2.7 y 4 pulgadas respectivamente (figura 16). Gracias a la adquisición simultánea de estas tres capas se logró eliminar la necesidad de realizar varias pasadas en diferentes DOIs.

La herramienta MR Scanner también se le conoce como herramienta de gradiente porque mide la intensidad del campo magnético (figura 16), las tres frecuencias utilizadas por la herramienta corresponden a tres DOIs independientes que proporcionan mediciones de forma radial a la formación.

Una ventaja de suma importancia es que las mediciones provienen de una porción cilíndrica delgada de la formación, y generalmente no se ve afectada por los fluidos entre la herramienta y el volumen de medición, esto permite la interpretación de las propiedades del fluido cerca del pozo de una manera que es única en la evaluación de la formación.

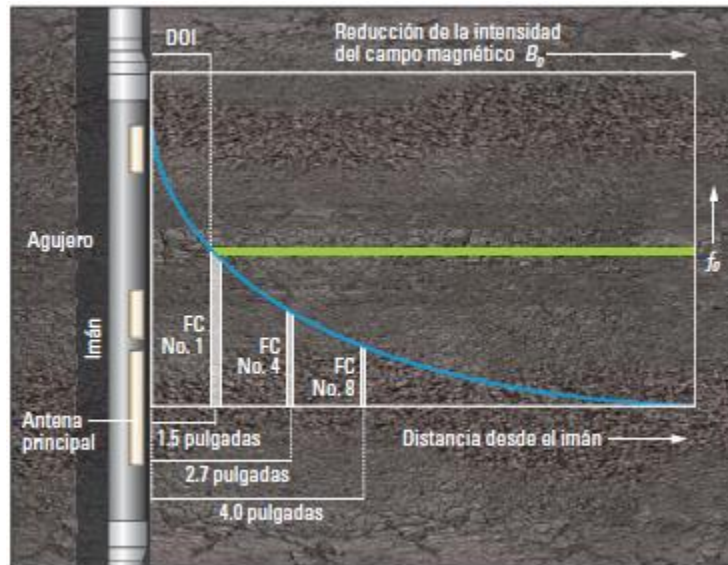


Figura 16. Herramienta MR Scanner a diferentes DOIs determinados por la intensidad del campo magnético (curva azul), el procedimiento estándar se logra adquiriendo los datos de las capas (Shell) a las diferentes profundidades de investigación (tomado de Akkurt et al., 2009).

Las múltiples profundidades de investigación (DOI) introducen nuevos conceptos para el registro de NMR, como es el perfil radial y perfil de saturación (figura 17), dicho perfil incorpora mediciones de DOI sucesivos para cuantificar los cambios en las propiedades del fluido que se producen en las primeras pulgadas de formación lejos del pozo. En el caso de los perfiles de saturación, estos proporcionan mediciones avanzadas en la caracterización de fluidos, como saturación de aceite, gas y agua, tipo de fluido y viscosidad del aceite, todo a múltiples profundidades de investigación.

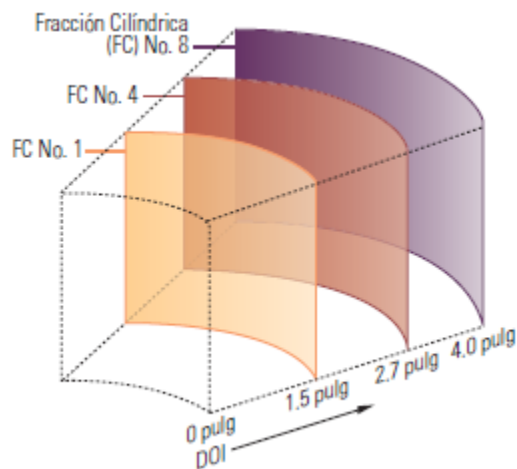


Figura 17. Perfil radial, el cual detecta el fluido a múltiples capas de profundidad de investigación (tomado de Akkurt et al., 2009).

### 3.4.1 Presentación del registro

La figura 18 muestra las curvas generadas por la herramienta MR Scanner en combinación con la curva de Rayos Gamma (carril 1), resistividad profunda (carril 2), densidad y porosidad-neutrón (carril 5). El servicio MR Scanner opera a través de la herramienta conocida como Magnetic Resonance eXpert Tool (MRX, por sus siglas en inglés), dicho servicio genera las siguientes curvas presentadas en los carriles del registro referido a la figura 19.

Carril 3:

- FFV (S1) → Volumen de fluido libre para la capa 1.
- FFV (S4) → Volumen de fluido libre para la capa 4.

Carril 4:

- MRP (S1) → Porosidad de la resonancia magnética para la capa 1.
- MRP (S4) → Porosidad de la resonancia magnética para la capa 4.

Carril 5:

- *TCMR* → Distribución  $T_2$  de los fluidos mediante análisis combinado, porosidad total determinada con la herramienta de resonancia magnética CMR-Plus

Carril 6 y 7:

- T2 DIST MF RP → Distribución  $T_2$  del análisis del tipo de fluido.

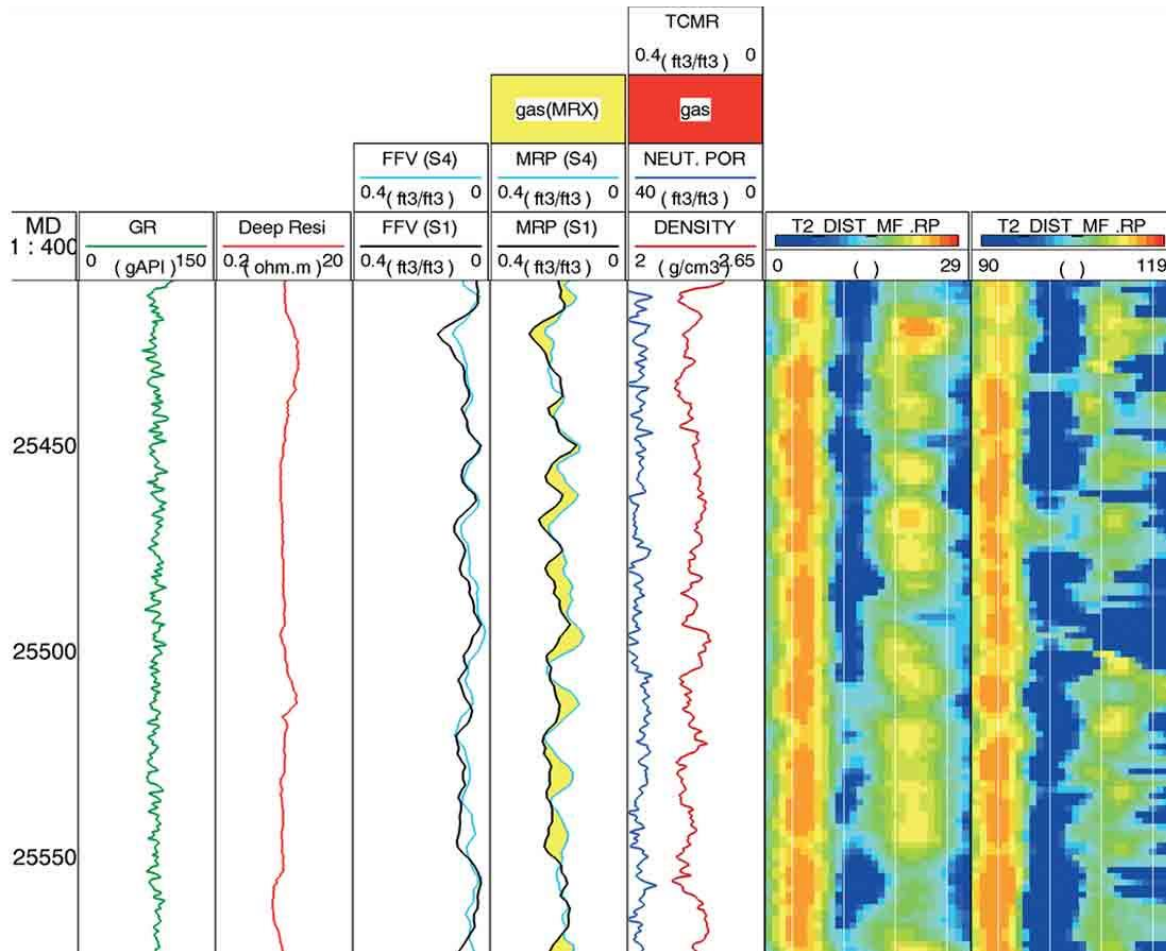


Figura 18. Curvas generadas por el servicio MR Scanner en combinación con otros registros, la herramienta tiene una antena principal multifrecuencia diseñada para aplicaciones de caracterización de fluidos (tomada de MR Scanner, respuestas directas al yacimiento, 2006).

## **4. HERRAMIENTA SONIC SCANNER**

El escaneo acústico de la herramienta Sonic Scanner mide las lentitudes (slowness) o tiempos de tránsito de ondas de compresión y cizalla con múltiples transmisores y receptores de monopolo compensados y dipolos cruzados. Las mediciones obtenidas mediante el uso de la herramienta forman las respuestas radiales y axiales de las propiedades de las rocas, siendo estas la base de una caracterización geomecánica de las formaciones isotrópicas o anisotrópicas, además ayuda a determinar el tipo y causa de la anisotropía intrínseca inducida durante el proceso de perforación.

### **4.1 Principios físicos sobre el funcionamiento de la herramienta**

La geometría de los transmisores – receptores (TR) y su funcionalidad fueron diseñadas con el fin de proporcionar mediciones de lentitud de las ondas P, S, Stoneley y flexurales a profundidades variables.

Las ondas acústicas registradas por las herramientas de registros sónicos dependen de la fuente de energía, la trayectoria que adoptan y las propiedades de la formación. En la adquisición de registros con este tipo de herramienta existen dos tipos de fuentes principales: monopulares y dipolares.

#### **4.1.1 Fuente monopolar**

Un transmisor monopolar emite energía desde su centro hacia todas las direcciones, por lo tanto, cuando es colocado en el centro del pozo un frente de onda esférico recorre una distancia corta a través del fluido del pozo hasta que se encuentra con la pared de este, parte de la energía se refleja en el pozo y el resto se propaga en la formación (la dirección de propagación es siempre perpendicular al frente de onda). Este tipo de fuente se utiliza principalmente para obtener la lentitud de las ondas compresionales dentro de la formación.

#### **4.1.2 Ondas compresionales y de corte**

La propagación de ondas se puede simplificar a un plano 2D, considerando un frente de onda radial a través del eje del pozo, así los frentes de onda se convierten en círculos que viajan en el plano. Se generan tres frentes de onda, uno reflejado regresa hacia el centro del pozo a una velocidad  $V_m$  (velocidad de lodo). Las ondas P y S, compresionales y de corte respectivamente, son transmitidas a través de la interfaz y viajan en la formación a velocidades  $V_p$  y  $V_s$ .

De acuerdo con el principio de Huygens cada punto de la interfaz excitada por una onda P actúa como una fuente secundaria de ondas P en el pozo y de ondas P y S en la formación, la combinación de dichas ondas genera un nuevo frente de onda llamado onda cónica (figura 19). La primera onda cónica generada se conoce como onda cónica compresional

(viaja más rápido que la onda del fluido porque la formación es más rígida que el fluido) y se registra junto con el arribo de las ondas P, cuando la onda S se refracta genera una onda cónica de corte.

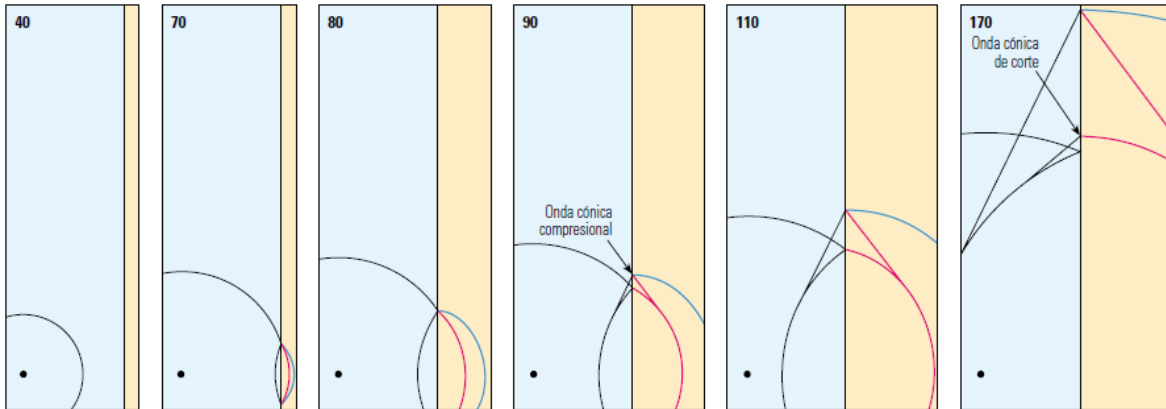


Figura 19. Primeros momentos de los frentes de onda desde un transmisor monopolar en un pozo con fluido (azul) y una formación (amarillo). Los tiempos superiores en  $\mu s$  (microsegundos) corresponden al tiempo de haber sido disparada la fuente. Las ondas cónicas se observan a los 90 y 170  $\mu s$ . En esta imagen se aprecian los frentes de onda (color negro), onda compresional (azul) y onda de corte (rojo), (tomado de Haldorsen, Johnson et al., 2006).

### 4.1.3 Ley de Snell en fuentes monopulares

Otra forma de visualizar como viajan las ondas cónicas, así como las P y S es a través de la técnica de trazado de rayos. Dicha técnica sólo es válida cuando la longitud de onda es mucho menor que el diámetro del pozo, o cuando los frentes de onda pueden ser presentados como planos, la mayoría de los modos acústicos no satisfacen esta condición, sin embargo, para fines de visualización genera una respuesta favorable.

$$\frac{\sin \theta_1}{V_m} = \frac{\sin \theta_2}{V_p} = \frac{\sin \theta_3}{V_s}$$

Donde:

$V_m$  = Velocidad del lodo.

$V_p$  = Velocidad onda P.

$V_s$  = Velocidad onda S.

$\theta_1$  = Onda P incidente

$\theta_2$  = Onda P refractada

$\theta_3$  = Onda S refractada

Como se observa en la figura 20, los cambios en la trayectoria de rayos se reproducen en las interfaces y siguen la Ley de Snell; que relaciona los ángulos con los que los rayos viajan con sus velocidades de propagación, además explica las condiciones para las cuales se puede generar ondas cónicas, con lo cual la técnica de trazado de rayos es útil para modelar por donde viajan las ondas.

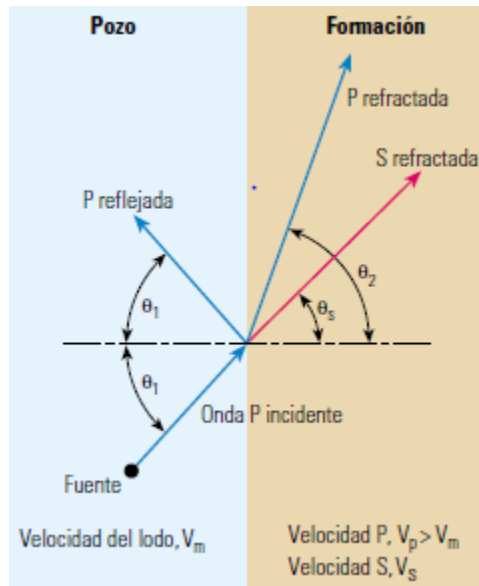


Figura 20. Ley de Snell para el caso de reflexión y refracción de los frentes de onda.  $\theta_1$ , es el ángulo de incidencia,  $\theta_2$  el ángulo de onda P refractado y  $\theta_s$  ángulo de onda S refractada, (tomado de Haldorsen et al., 2006).

En el diseño de las herramientas sónicas, el espaciado de transmisores y receptores (TR) requiere asegurar que la trayectoria en la formación sea más rápida que la trayectoria directa en el lodo (figura 21). Con ello la herramienta medirá las propiedades de la formación en lugar de las propiedades del lodo del pozo, además contribuye a definir el espesor de la zona alterada en la región cercana al pozo.



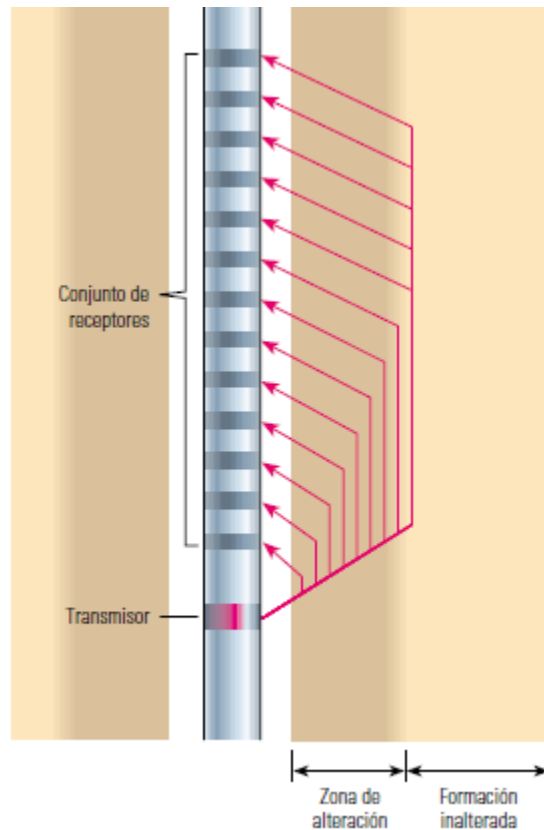


Figura 21. Trazado de rayos utilizado en la Ley de Snell. El cambio de color de la formación se debe a la alteración producida durante la perforación, así los rayos que viajan más cercanos al transmisor quedan dentro de la zona alterada (color oscuro) y los rayos que viajan a mayor distancia quedan en la zona inalterada (color claro), (tomado de Haldorsen et al., 2006).

Las ondas que arriban después de las ondas cónicas P y S son las llamadas ondas de lodo directas y reflejadas, y a su vez les siguen los modos de propagación guiados que surgen de las reflexiones internas múltiples dentro del pozo.

Cuando la lentitud de las ondas de corte de la formación es menor que la lentitud de las ondas compresionales del fluido del pozo, se le conoce como formación rápida (figura 22 izquierda). La onda se refracta y genera una onda cónica de corte en el pozo la cual es detectada por el arreglo de receptores así las fuentes monopulares proporcionan velocidades de corte, pero solo en formaciones rápidas. En el caso contrario donde la lentitud de las ondas de corte es mayor que las ondas compresionales, se determina una formación lenta (figura 22 derecha), habrá una onda refractada al llegar al pozo sin embargo la refracción crítica nunca se produce y por ende no se producen ondas cónicas, por tal motivo la velocidad de corte no puede determinarse.

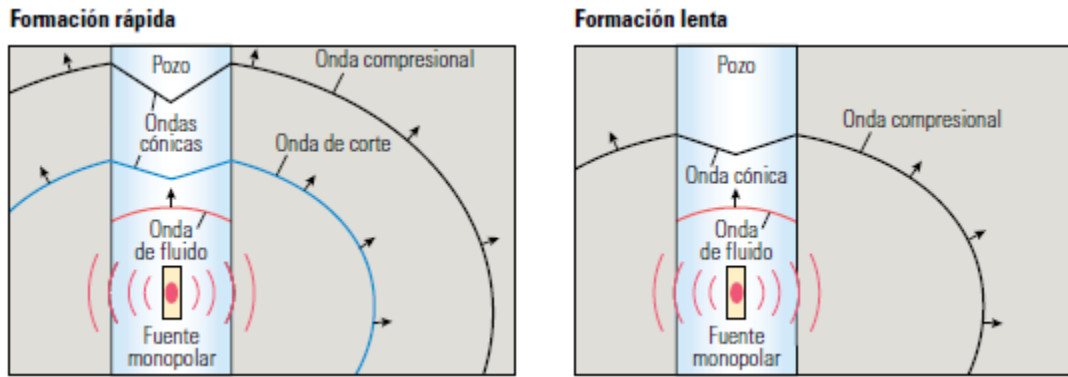


Figura 22. La fuente monopolar genera un pulso de energía que impacta la formación y se propaga como una onda cónica compresional. En formaciones rápidas (izquierda) generan ondas compresionales que luego originan ondas de corte, en el caso contrario (derecha) la refracción en la formación impide el registro en los receptores, (tomado de Alford, Blyth, Crowe, Loreto, Mohammed, Pistre, Rodríguez-Herrera, 2012).

#### 4.1.4 Ondas de Stoneley

Los últimos arribos provenientes de una fuente monopolar son las ondas superficiales, que fueron propuestas por primera vez por Rayleigh, 1885, el cual investigó la respuesta de un material elástico en contacto con un vacío en la superficie y observó que una onda se propagaba a lo largo de la superficie cuya amplitud se reducía con la distancia.

Al considerar como se disipa la energía de una perturbación sísmica, se pretende determinar la posibilidad de la existencia a las ondas de Rayleigh y Love (Stoneley, 1924) análogas. Las ondas de Stoneley son ondas superficiales guiadas por el fluido del pozo en la pared del pozo, están excitadas bajo frecuencias de 300 a 4000 Hz (Kumar et al., 2008). Stoneley observó las ondas que se propagaban en la interfaz entre dos sólidos y notó un tipo de onda de interfase o superficie de gran amplitud que generaba gran similitud. Un caso particular surge para un pozo lleno de fluido, es decir, una interfaz entre un fluido – pozo (sólido – fluido); donde las ondas pueden propagarse.

La ecuación para la velocidad de fase a lo largo de una interfaz  $c$ , viene dada por Stoneley (1924) como,

$$c^4\{(\rho_1 - \rho_2)^2 - (\rho_1 A_2 + \rho_2 A_1)(\rho_1 B_2 + \rho_2 B_1)\} + 2Kc^2\{\rho_1 A_2 B_2 - \rho_2 A_1 B_1 - \rho_1 + \rho_2\} + K^2(A_1 B_1 - 1)(A_2 B_2 - 1) = 0$$

Donde:

$$\left. \begin{aligned}
 A_1 &= \left(1 - \frac{c^2}{V_{p1}^2}\right)^{\frac{1}{2}} \\
 A_2 &= \left(1 - \frac{c^2}{V_{p2}^2}\right)^{\frac{1}{2}} \\
 B_1 &= \left(1 - \frac{c^2}{V_{s1}^2}\right)^{\frac{1}{2}} \\
 B_2 &= \left(1 - \frac{c^2}{V_{s2}^2}\right)^{\frac{1}{2}} \\
 K &= 2(\rho_1 V_{s1}^2 - \rho_2 V_{s2}^2)
 \end{aligned} \right\}$$

La constante  $c$  es la interfaz,  $V_p$  y  $V_s$  son las velocidades de las ondas P y S, y el parámetro  $\rho$  es la densidad. Los subíndices 1 y 2 hacen referencia al medio en cada lado de la interfaz.

En zonas porosas y permeables el movimiento del fluido ocurre entre el pozo y la formación esto conduce a pérdida de energía, es decir, atenuación de la onda de Stoneley. La lentitud se ve influenciada por el módulo de cizallamiento de la formación y el módulo del volumen del fluido, lo que resulta un elemento importante para medir dichos parámetros. La lentitud elástica de una onda de Stoneley a bajas frecuencias en una formación elástica está determinada por:

$$\Delta t_{st-el}^2 = \frac{\rho_{bf}}{\rho_b} \Delta t_{sh}^2 + \Delta t_{bf}^2$$

Donde:

$\rho_b$  = Es la densidad aparente de la roca.

$\Delta t_{bf}$  = Es la lentitud del fluido de perforación (lodo).

$\rho_{bf}$  = Es la densidad del lodo.

$\Delta t_{sh}$  = Es la lentitud de cizalla de la roca.

La información dispersiva de Stoneley puede usarse junto con la atenuación para determinar la movilidad del fluido. Las ondas de Stoneley aparecen frecuentemente en los registros sínicos monopolares, y su velocidad de propagación es menor que las velocidades de ondas de corte y ondas de lodo (son los arribos provenientes del pulso sínico original que se desplaza desde el transmisor y hacia la columna de lodo). El decaimiento de la amplitud depende de la frecuencia; para altas frecuencias la amplitud decae rápidamente y para frecuencias bajas la amplitud es casi constante entre un lado del pozo y el otro. Cuando las ondas de Stoneley viajan a bajas frecuencias estas son sensibles a la permeabilidad de la formación, así cuando la onda localiza fracturas o formaciones

permeables, el fluido vibra con respecto al sólido causando disipación lo que atenúa la onda. Para un sólido elástico la onda de Stoneley se vuelve dispersiva pero no se atenúa debido a la pared del pozo que cede presión en la columna del fluido, este efecto es la base para la inversión de la velocidad de onda de corte para determinar la permeabilidad de la formación (Winkler et al., 1989).

Cuando las paredes del pozo son permeables (figura 23), por ejemplo, en un yacimiento de aceite, la presión en el fluido hace que este fluya hacia la formación por lo que la velocidad de onda de Stoneley disminuye, pierde su energía y se vuelve atenuante, entonces se espera que la permeabilidad de la formación causa una velocidad de atenuación dependiente de la frecuencia de las ondas de Stoneley (White, 1965).

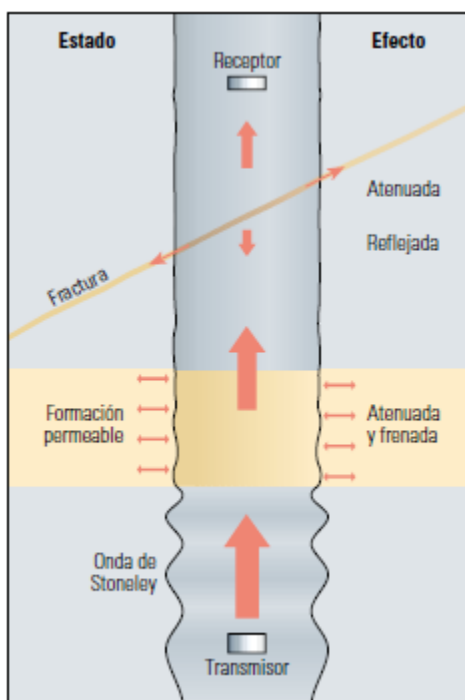


Figura 23. La onda de Stoneley viaja en la interfaz existente entre el pozo y la formación. Las flechas rojas al centro del pozo describen la amplitud de las ondas de Stoneley, (tomado de Haldorsen et al., 2006).

Las formas de onda registradas a cierta profundidad aparecen en el conjunto de receptores, en ciertos casos las ondas P, S y de Stoneley pueden verse claramente. La diferencia de los tiempos de arribo dividido entre la distancia del recetor y transmisor da como resultado el inverso de la velocidad.

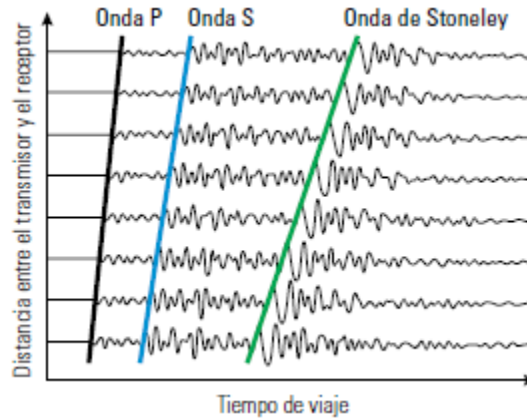


Figura 24. Formas de ondas típicas provenientes de una fuente monopolar en una formación rápida, donde aparecen ondas compresionales, onda de corte y de Stoneley, las líneas de color corresponden a los tiempos de arribo, (tomado y editado de Alford et al., 2012).

#### 4.1.5 Fuente dipolar

Las limitaciones de las fuentes monopolares en las mediciones de ondas de corte en formaciones lentas dieron origen a las fuentes dipolares que consta de un transmisor dipolar que emite energía en una dirección preferida, esta fuente estimula a las ondas de flexión, cónicas, compresionales y de corte, posee la capacidad de dar medición a la lentitud de las ondas de corte sin importar la lentitud de la formación (Brie, Endo et al., 1998).

Las herramientas con fuentes dipolares proveen información como azimuts de esfuerzo, perfiles de velocidad radial y proporcionan mediciones de la lentitud de las ondas de corte, sin importar la lentitud del lodo, de tal forma que resultan útiles en formaciones lentas.

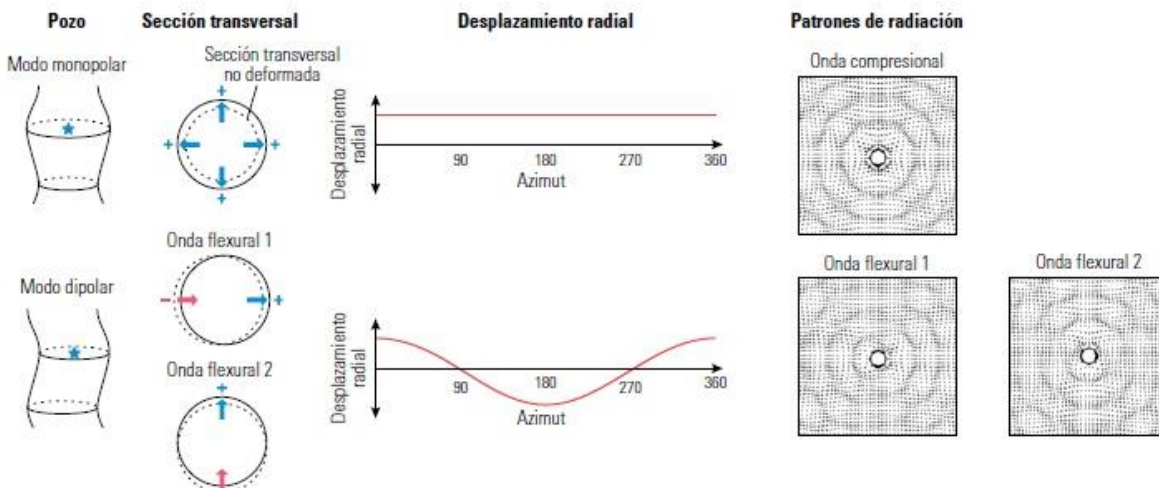


Figura 25. La fuente monopolar genera ondas acústicas que irradian desde la herramienta y viajan como ondas compresionales, mientras que las fuentes dipolares generan ondas flexurales direccionales (tomado y editado de Alford et al., 2012).

#### 4.1.6 Ondas flexurales

Una herramienta para generar ondas flexurales utiliza dos fuentes perpendiculares entre sí a lo largo de la herramienta, la fuente del dipolo se comporta como un pistón, aumentando la presión de un lado del pozo y una disminución al lado opuesto (Ávila et al.,2011). La onda flexural viaja a lo largo del pozo en el plano de la fuente dipolar, su movimiento es perpendicular a la dirección de la propagación de la onda, similar a las ondas S. Las ondas de flexión son dispersivas, lo que significa que su lentitud varía con la frecuencia.

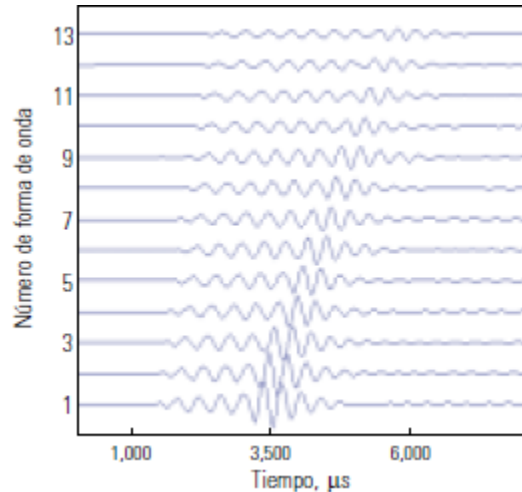


Figura 26. Formas de onda de modo flexión que muestra el cambio a lo largo del conjunto de receptores, a medida que aparece el receptor más lejano la onda se estira producto de la dispersión.

En el método de inversión paramétrica de corte, la forma de obtener la curva de dispersión flexural se da a partir de la función de Bessel. Las ondas flexurales de baja frecuencia exploran la formación a medida que la profundidad de investigación aumenta y las ondas de alta frecuencia poseen profundidades de investigación más someras. En la frecuencia cero la lentitud de las ondas de flexión es la lentitud de las ondas de corte, por lo tanto, permite conocer la lentitud de las ondas de corte en una formación y la dispersión de las ondas flexurales permite la estimación de la lentitud de ondas de corte en formaciones rápidas o lentas. La representación gráfica de dicho fenómeno se conoce como curva de dispersión (figura 27).

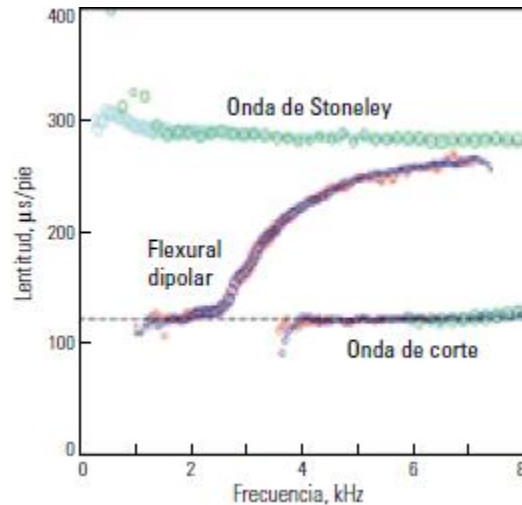


Figura 27. La curva de dispersión caracteriza los valores de lentitud a diferentes frecuencias en formaciones isotrópicas. Las ondas de corte no son dispersivas, las de Stoneley ligeramente, y las de flexión son altamente dispersivas, (tomado y editado de Arroyo-Franco et al., 2006).

## 4.2 Anisotropía

Una formación homogénea es aquella que posee una velocidad uniforme, así una formación isotrópica es aquella donde la velocidad es independiente de la dirección de la propagación, sin embargo, la alineación de los granos, capas o fracturas hacen que las ondas viajen a través de las rocas con diferentes velocidades y direcciones, dicha propiedad recibe el nombre de anisotropía elástica (Armstrong et al., 1994).

La información sobre la anisotropía es necesaria si se requiere conocer la mecánica de las rocas, así como las perforaciones en áreas tectónicamente activas, también en la planeación de operaciones de fracturamiento hidráulico se requiere un conocimiento adecuado de la anisotropía elástica. Los procesos naturales que producen la anisotropía hacen que esta posea una orientación horizontal y vertical (figura 28). Las capas horizontales crean un medio anisotrópico que puede considerarse isotrópico pero que a su vez es anisotrópico verticalmente, por lo que se conoce como transversalmente isotrópico con un eje de simetría vertical (TIV) (figura 28 izquierda). De igual manera las fracturas verticales crean un medio anisotrópico simplificado que se puede considerar isotrópico en dirección alineada del plano de fractura y anisotrópico en dirección ortogonal, a este caso se le llama transversalmente isotrópico con un eje de simetría horizontal (TIH) (figura 28 derecha).

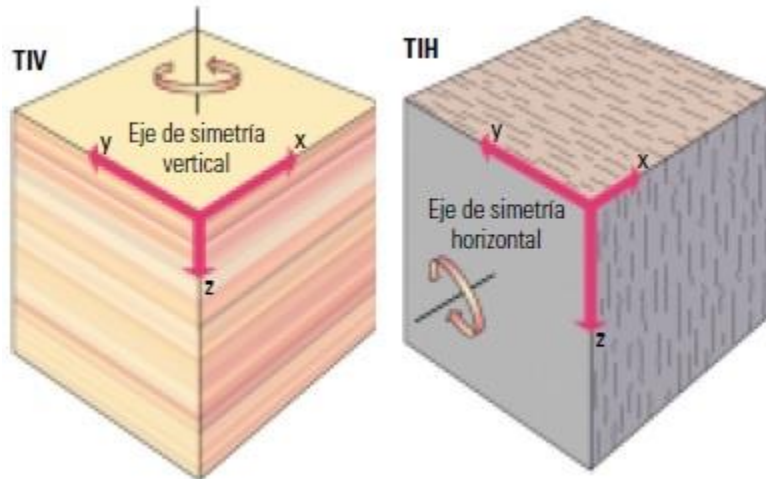


Figura 28. Geometrías de la anisotropía elástica. En las capas horizontales (izquierda) las propiedades elásticas son uniformes horizontalmente, pero varían verticalmente (TIV), en formaciones con fracturas verticales (derecha) las propiedades elásticas son uniformes verticalmente y paralelos a las fracturas, pero varían en la dirección horizontal (TIH), (tomado y editado de Armstrong et al., 1994).

Los registros sísmicos pueden utilizarse para detectar y medir la dirección y la magnitud de la anisotropía si tanto la herramienta como el eje de anisotropía están correctamente alineados. En un medio TIH, las ondas S que se propagan a lo largo del pozo se dividen en dos y la onda rápida se polariza en el plano de fracturas, por otra parte, en un medio TIV la onda S se propaga en un pozo, se divide y la onda rápida se polariza en el plano de estratificación.

En cuanto a las ondas flexurales en formaciones anisotrópicas se divide en una componente rápida y otra lenta, alineadas con la anisotropía de la formación. Las cuatro lentitudes que pueden medirse en un medio anisotrópico son las ondas S rápidas y lentas, y de las ondas P y de las de Stoneley, que se transforman en cuatro módulos anisotrópicos y con ello es posible caracterizar el más simple de los medios anisotrópicos.

En un medio isotrópico como por ejemplo las ondas circulares que se propagan en la superficie de agua, esto se vería interrumpido por un cuerpo que perturbe esta propagación de tal forma que dichas ondas ya no serían circulares sino elípticas, por tanto, la cuantificación de la anisotropía equivale a describir los frentes de onda propagados en las rocas anisotrópicas con un movimiento similar. De esta manera la cuantificación anisotrópica ayuda a establecer las propiedades mecánicas de la roca, que permiten generar un diseño de terminación que inicialmente partió del diseño de perforación, el cual termina generando una producción óptima, especialmente en pozos altamente desviados u horizontales que acceden a yacimientos no convencionales.

La propagación de onda viene dada de tres maneras diferentes (figura 29), en cada caso implica un movimiento de partículas en relación con el material. Para el caso de un medio



isotrópico las ondas compresionales (ondas P) poseen un movimiento de partículas paralelo a la dirección de la propagación (figura 29 A) mientras que las ondas de corte (ondas S) muestran un movimiento de partículas de forma perpendicular (figura 29 B) respecto a la dirección de propagación de la onda. En un medio anisotrópico la velocidad de onda es mayor cuando su movimiento de partículas se encuentra alineado con la dirección rígida del material, para una onda de tipo S el movimiento de sus partículas se polariza (figura 29 C) en formaciones rápidas o lentas por lo que su llegada de arriba depende del material, este fenómeno de división se denomina división de onda de corte que se presenta cuando las ondas de corte viajan horizontalmente a través de un medio en capas (TIV) o verticalmente para un medio fracturado (TIH).

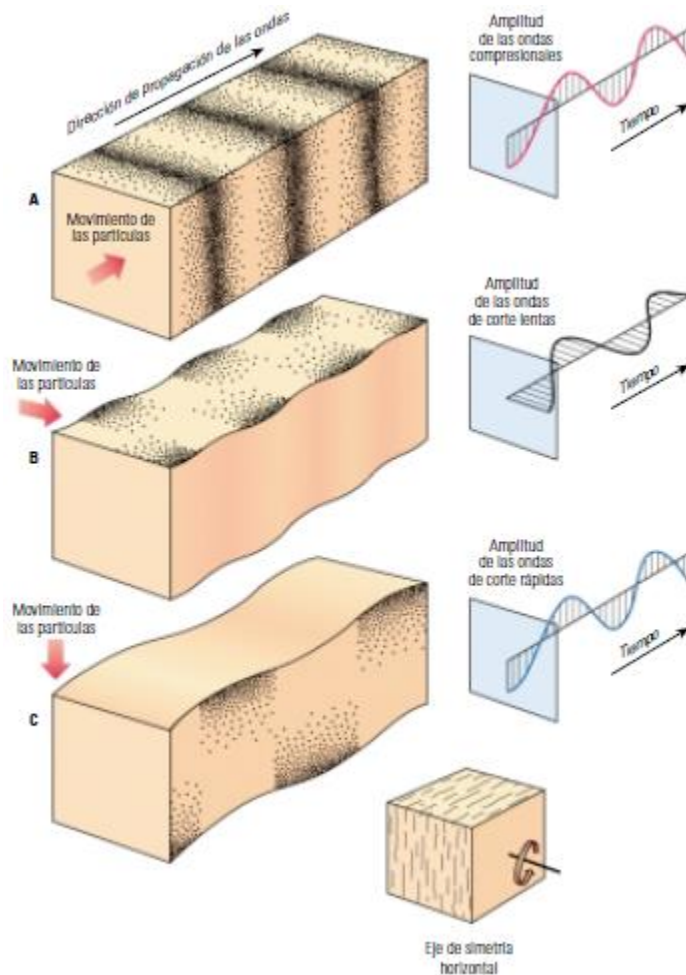


Figura 29. (A) Movimiento de partículas en la dirección de la propagación de la onda compresional, (B) para una formación anisotrópica, el movimiento de las partículas es perpendicular a las fracturas, (C) mientras que la onda S posee un movimiento polarizado en dirección paralela a las fracturas de tal forma que es más rápida en una propagación ortogonal, (tomado y editado de Armstrong et al., 1994).

### **4.3 Heterogeneidad**

Las propiedades de las formaciones pueden variar no solo en las direcciones anisotrópicas sino entre un lugar y otro, lo que da lugar a formaciones heterogéneas. Los registros sínicos permiten caracterizar la variación de la formación a lo largo del pozo, durante el inicio los registros sínicos identificaban las heterogeneidades en forma de límite entre cada capa.

El proceso de perforación remueve la roca y hace que los esfuerzos se redistribuyan, además la perforación puede dañar mecánicamente el volumen de roca que rodea el pozo, así el lodo que invade el espacio del fluido de formación contiene diferentes propiedades alterando las velocidades sínicas. La alteración radial de las rocas y de los fluidos afecta las velocidades compresionales y de corte, una caracterización de la heterogeneidad radial requiere del análisis de las velocidades de onda, así como del perfil radial que se genera de los datos de ondas P a diversas profundidades de investigación.

### **4.4 Descripción de la herramienta Sonic Scanner**

Los múltiples transmisores y receptores de la herramienta Sonic Scanner producen ondas de compresión, cizallamiento y Stoneley de una gran calidad para el perfilado radial, así como la integración adecuada de las mediciones acústicas provenientes de la herramienta permiten generar un buen diseño de perforación de un pozo manteniendo una mejor estabilidad de este.

Distinguir las fracturas inducidas y las fracturas naturales y utilizar la anisotropía de ondas de corte y las ondas de Stoneley son consideraciones importantes para diseñar terminaciones, dirigir la fracturación hidráulica y maximizar la producción.

#### **4.4.1 Sonic Scanner de 13 receptores**

La geometría de los transmisores-receptores (TR) y la funcionalidad de la herramienta Sonic Scanner se diseñó de tal manera que pueda tomar lectura de la lentitud de las ondas P, S, ondas de Stoneley y flexurales, a profundidades de investigación muy variables dando una caracterización completa en términos de sus variaciones radiales, azimutales y axiales. El aumento del espaciamiento TR logra contribuir para los casos donde las ondas compresionales y de corte presentes se incrementan con la distancia respecto del pozo que son los casos más comunes. La herramienta Sonic Scanner combina este enfoque de espaciamiento largo con uno corto compensado por efecto del pozo además que incluye receptores en forma azimutal.

Esta herramienta consiste en un transmisor monopolar y dos transmisores dipolares orientados en sentido ortogonal (figura 30), presentando un conjunto de receptores que incorpora 13 estaciones axiales de 8 sensores azimutales en un arreglo de receptores de 1.8 m. Los transmisores monopolares con un solo impulso como ya se mencionó generan las ondas P, S y de Stoneley y energía de alta frecuencia necesaria para la evaluación de la

formación, en cuanto los transmisores dipolares cada uno de ellos es un dispositivo vibratorio compuesto por un motor electromagnético instalado en un cilindro suspendido en la herramienta.

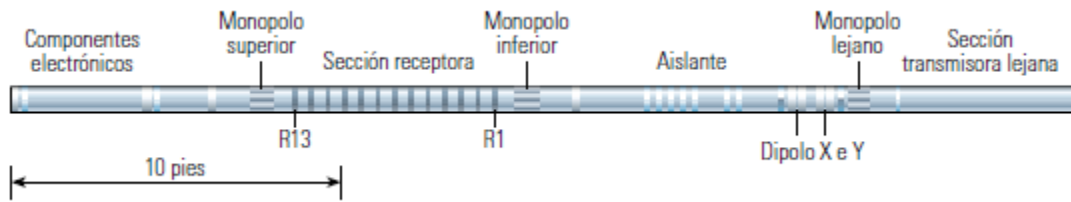


Figura 30. Herramienta Sonic Scanner de 13 estaciones axiales en un arreglo de receptores de 1.8 m, (tomado y editado de Arroyo-Franco, 2006).

El mecanismo genera una fuente dipolar de alta presión sin inducir vibraciones en la cubierta de la herramienta, la fuente produce una señal con un barrido de frecuencias que mantiene cada frecuencia con una duración mayor lo que a su vez provee de mayor energía dipolar a la formación. Las fuentes dipolares están orientadas en sentido ortogonal, estos dispositivos generan las ondas flexurales que sacuden el pozo entero, los modos flexurales penetran la formación en diferentes profundidades que dependen de la frecuencia el cual oscila entre los 300 [Hz] hasta los 8 [kHz] (figura 31) que produce una señal que excita los modos flexurales incluyendo formaciones lentas lo cual proporciona mayor relación en la señal-ruido.

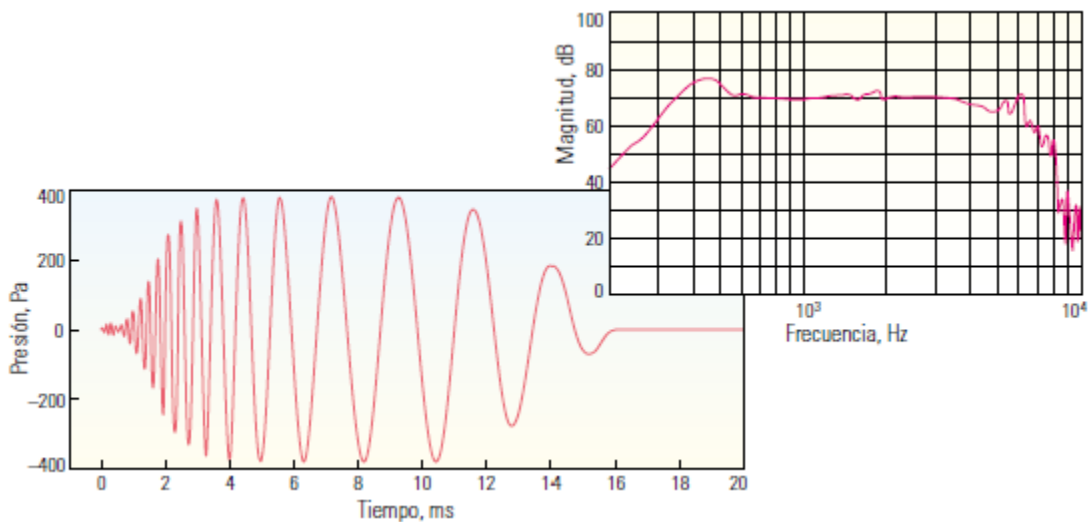


Figura 31. Barrido de frecuencias del transmisor dipolar, la señal fuerte genera una respuesta de banda ancha (tomado y editado de Arroyo-Franco, 2006).

#### 4.4.2 Coherencia de tiempo de lentitud (STC)

Las mejoras en la adquisición de datos de ondas sísmicas y el desarrollo de avanzados algoritmos han llevado a un progreso en las capacidades de procesamiento e interpretación, las técnicas incluyen la denominada Coherencia de tiempo de lentitud, con sus siglas en

inglés (STC) (Kimball y Marzetta, 1986). Los primeros arreglos sónicos introdujeron el STC que funciona en el dominio del tiempo de lentitud y se considera el primer intento de identificar todas las ondas de propagación en una forma de onda, en adquisición de datos sónicos se le llama *coherencia*. El STC calcula un pico que identifica todos los arribos de onda, luego hace ventana de saltos cortos conocida como *ventana de tiempo* a través de las formas de onda, los picos son ubicados con respecto a los planos de coherencia para identificar el máximo valor, así cuando los picos son identificados como ondas compresionales, de corte y de Stoneley se convierten en curvas de salida.

La figura 32 muestra resultados de la forma de onda de datos de campo con la herramienta de 13 receptores en una formación homogénea e isotrópica simple. Con una relación entre las formas de onda y el STC se pueden explicar conceptos hacia el nuevo control de calidad (QC).

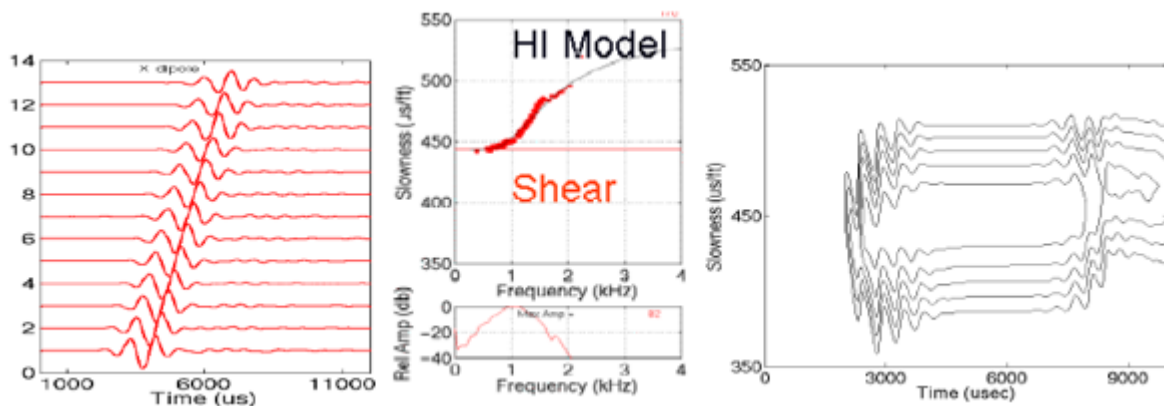


Figura 32. Formas de onda (izquierda), curvas de dispersión (centro) y plano STC (derecha) para un conjunto de 13 receptores de datos de una fuente dipolo (tomado y editado de Plona et al., 2005).

En la figura 32 (izquierda) se muestra las 13 formas de ondas recibidas para la fuente dipolo, se muestra la curva de dispersión que se deriva de las formas de onda registradas. La curva flexural dispersiva (figura 32, centro) asíntota a la velocidad de corte a baja frecuencias (curva roja). El modelo para una formación homogénea e isotrópica se ajusta muy bien a los datos (curva negra). El plano STC calculado de las formas de onda, en el procesamiento dipolo se aplica un procedimiento dispersivo. Es el pico de coherencia que se asigna a la lentitud de corte en esa profundidad, los valores de lentitud de corte en cada profundidad se combinan para crear así un registro de lentitud (figura 32, derecha).

La coherencia en las formas de onda se realiza con un tiempo de arribo y un valor de lentitud para luego buscar el conjunto de ondas que se aproximan a dicha coherencia, a partir de la gráfica de coherencia-tiempo-lentitud (figura 33) se presentan los valores de la lentitud de las ondas compresionales, corte y Stoneley para cada profundidad se crea un registro de lentitud, luego los valores registrados en esta gráfica se comprimen para generar una sola dimensión mediante una proyección de los picos de coherencia en forma vertical (figura 33,

izquierda), así si esta banda se grafica horizontalmente generando un elemento del registro de lentitud STC.

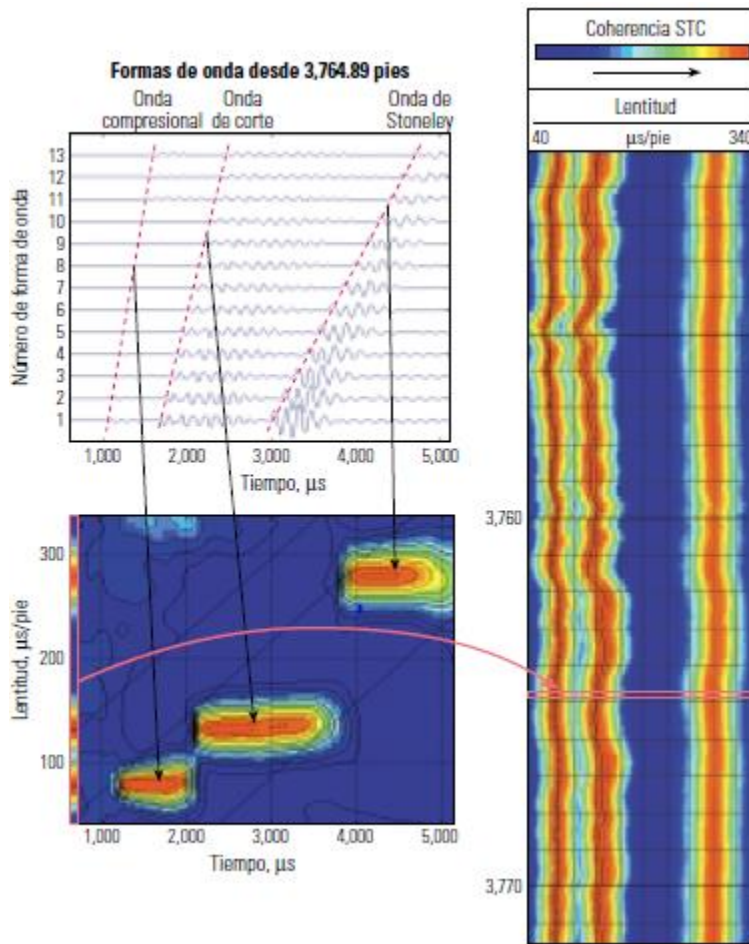


Figura 33. Procesamiento STC para fuentes monopolares donde las formas de onda (superior izquierda) se exploran dentro de ventanas de tiempo, luego una gráfica muestra la coherencia codificada (izquierda inferior) así estos valores se proyectan y se presentan como una columna donde aparecen los valores de lentitud para cada onda (tomado de Haldorsen et al., 2006).

#### 4.4.3 Análisis de frecuencia de lentitud (SFA)

El método de control de calidad (QC), llamado SFA (Análisis de frecuencia de lentitud), se genera con una curva de dispersión para cada profundidad a partir de las formas de ondas registradas, donde se proyecta la lentitud frente a la frecuencia de la curva de dispersión en el eje de lentitud y la proyección de lentitud en cada profundidad. El registro SFA es similar al registro de proyección STC, en el primero la información de frecuencia se proyecta en el eje de lentitud y en el segundo la información de tiempo es la que se proyecta en el eje de lentitud.

La construcción del registro SFA controla la calidad en la estimación de la lentitud de las ondas de corte. Las formas de ondas flexurales dipolares (figura 34, superior izquierda) se

analizan para estimar la lentitud, para posteriormente presentar los datos en una gráfica de lentitud-frecuencia (figura 34, inferior izquierda). La energía se codifica y se proyecta sobre el eje de lentitud logrando así una banda cromática representando cada profundidad (figura 34, derecha).

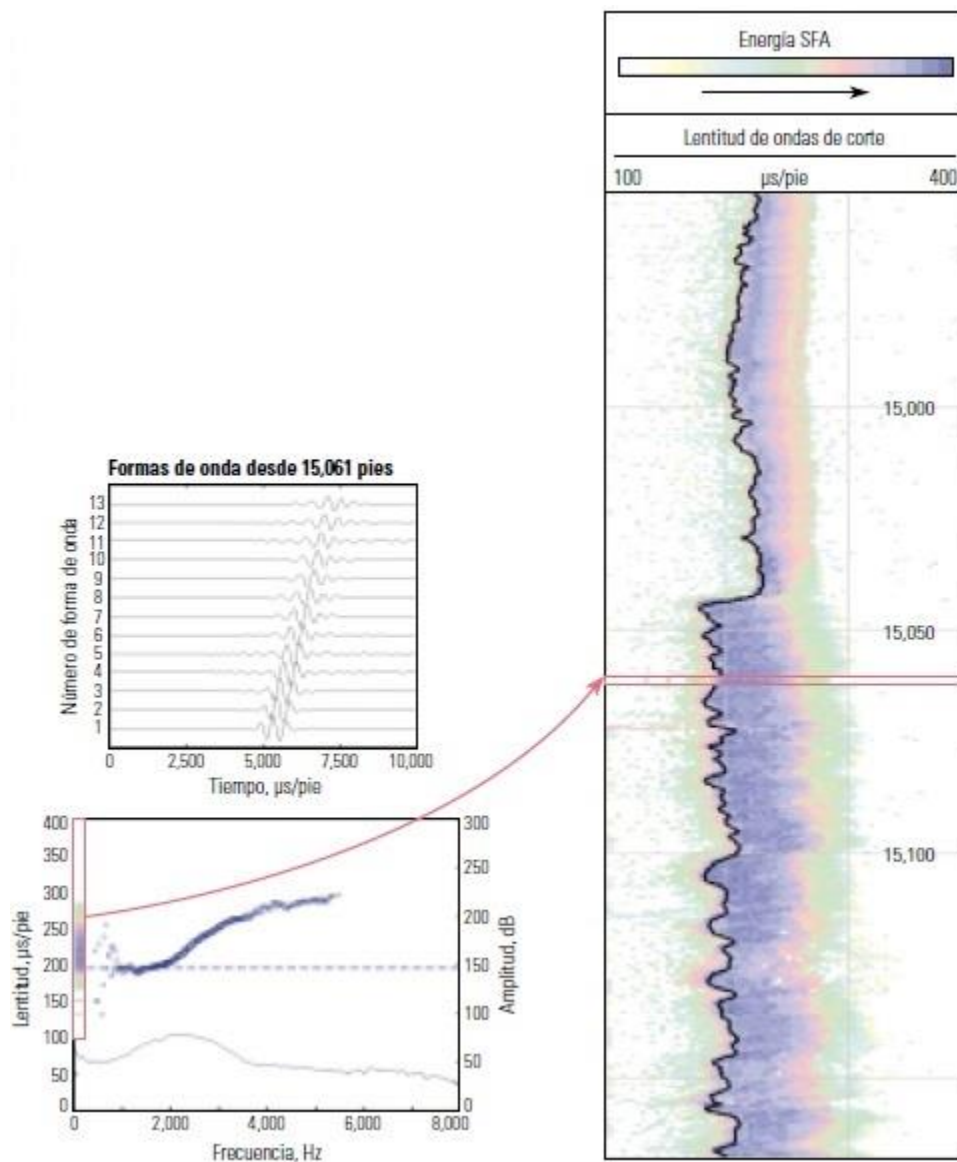


Figura 34. Procesamiento SFA para fuentes dipolares que mejoran la calidad de la estimación de las ondas de corte, derivadas de ondas flexurales para formaciones lentas (tomado y editado de Arroyo-Franco, 2006).

#### 4.4.4 Presentación del registro

El servicio Sonic Scanner, opera mediante la herramienta conocida como Multimode Array Sonic Service Tool (MAST por sus siglas en inglés), y genera una familia de curvas como se muestra en la figura 36.

Carril 1:

- Registro de rayos gamma y azimut del pozo.

Carril 2:

- Azimut de onda de corte rápida.

Carril 3:

- DT Stoneley → Velocidad de onda de Stoneley monopolar basada en  $\Delta T$
- DTSM\_FAST DT → Velocidad de onda de corte rápida basada en  $\Delta T$
- DTSM\_SLOW DT → Velocidad de onda de corte lenta basada en  $\Delta T$
- DT – base ANI → Indicador de anisotropía basado en la lentitud.
- TIME\_ANISO → Indicador de anisotropía basado en el tiempo.

Carril 4:

- Window Star → Inicio de ventana
- Window Stop → Fin de ventana
- SLO → Forma de onda lenta
- FAS → Forma de onda rápida

Carril 5:

- SFA Fast → Análisis de frecuencia de lentitud



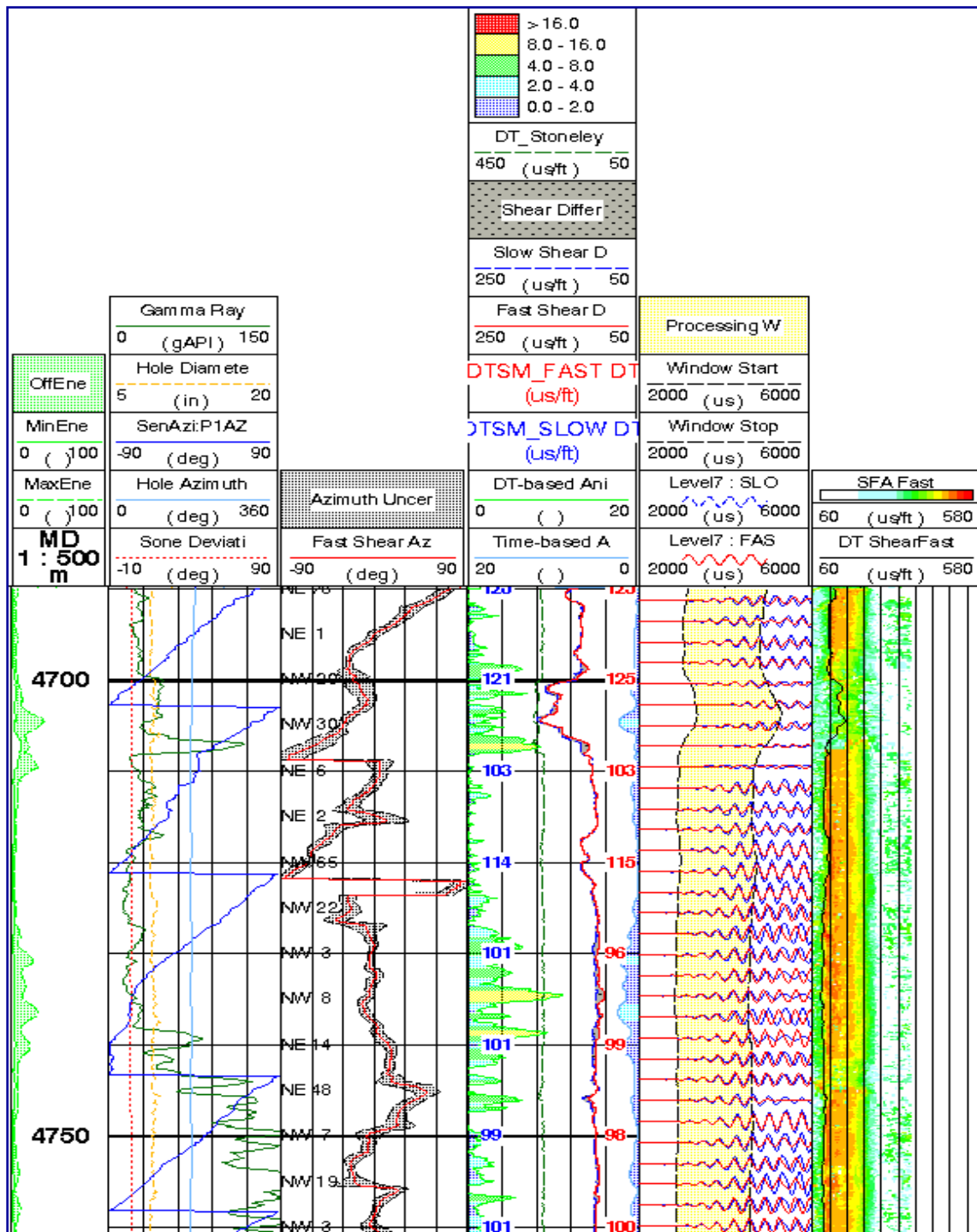


Figura 35. Curvas generadas por el servicio Sonic Scanner en combinación con el registro de rayos gamma (Schlumberger).



## 5. HERRAMIENTA Rt SCANNER

El uso de la inducción triaxial logra obtener mediciones en las diferentes direcciones de la formación, tanto vertical como horizontal al mismo tiempo que dan respuesta a cualquier situación como desviación del pozo o cuando hay inclinación en la formación. Con ello se logra obtener una estimación mejorada, con respecto a métodos convencionales, de la saturación de hidrocarburos y de agua que de otra manera serían pasados por alto. La herramienta tiene uso especialmente en formaciones laminadas, anisotrópicas y/o con fracturas, además que con ayuda de la inducción triaxial se pueden calcular parámetros como el echado de la formación y azimut para casos de interpretación estructural.

### 5.1 Principios básicos de la herramienta

El funcionamiento del registro de inducción no requiere ningún contacto directo con el lodo de la formación, como su nombre lo indica las formaciones que rodean la pared del pozo se registran por inducción, donde fluye una corriente alterna a través de una bobina, así el campo magnético a su vez genera corriente de *Focault* que siguen trayectorias circulares con el sistema de la bobina, luego crean un campo magnético secundario que induce una fuerza electromotriz en una segunda bobina (Doll, H. G., 1949).

El registro de inducción está conformado por un arreglo de dos bobinas, la corriente alterna excita una bobina de transmisión (T) que luego crea un campo electromagnético en la formación y una bobina receptora (R), esto provoca que las corrientes fluyan formando una trayectoria circular alrededor de la herramienta, el campo magnético oscilante producido da como resultado la inducción de corrientes que son similares a la conductividad de la formación (Moran, J. H., Kunz, K. S. 1962). La conductividad de la formación se determina a partir de dos enfoques, primero el factor geométrico cuyo propósito es dar un valor cuantitativo en la que la conductividad varía de un punto a otro, el segundo enfoque hace referencia al efecto de atenuación.

Los circuitos de la corriente de masa (de tierra) son perpendiculares al eje de la herramienta y concéntricos al pozo, la corriente que fluye en el circuito genera su propio campo electromagnético que induce un voltaje alterno en la bobina receptora. Por lo tanto, la resistividad de la formación se obtiene de este voltaje, nombrado señal R. El acoplamiento del campo de transmisión en la bobina del receptor, señal X, se combina con la señal R de la formación (figura 36).

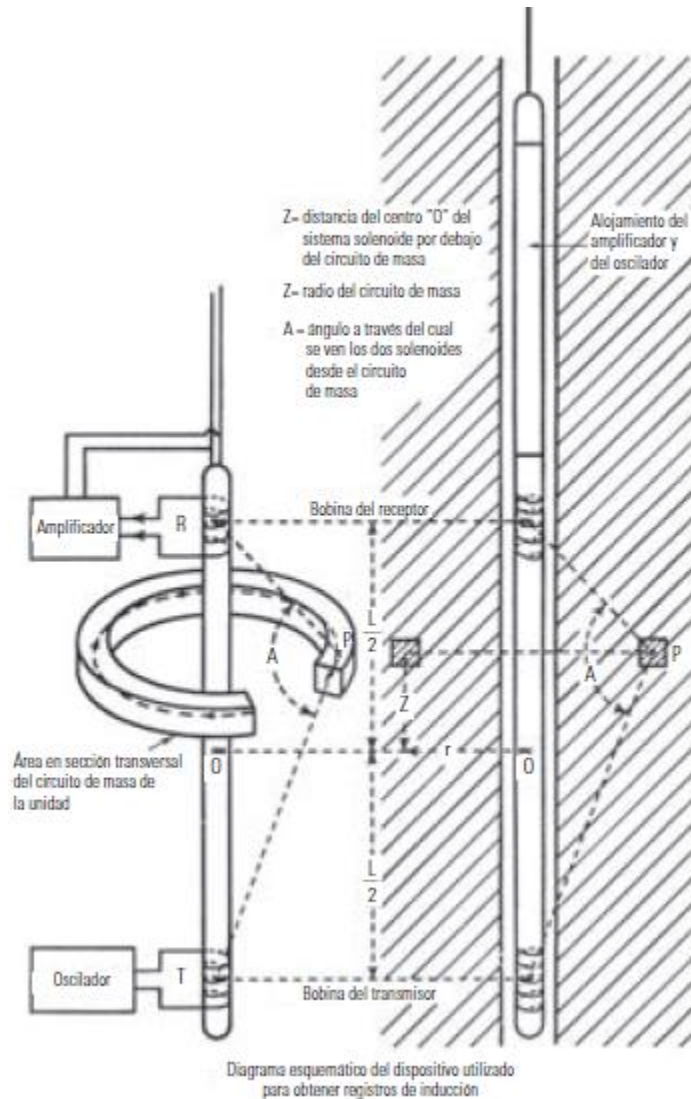


Figura 36. La física básica en la medición de resistividad está representada por un arreglo de dos bobinas, la distribución de corriente continua generadas por el transmisor T, fluye hacia el pozo y estos son captados por la bobina del receptor R, se separa la señal de la formación (señal R) de la señal del transmisor (señal X). La señal R es convertida en resistividad (tomado de Doll et al., 1949).

Cuando el equipo se localiza en un pozo y las corrientes del transmisor se mantienen constantes, el campo configurado por la bobina transmisora produce corrientes inducidas por la formación comúnmente llamadas “corrientes parásitas o de *Focault*” que son proporcionales a la conductividad de la formación, de esta forma se obtiene una respuesta equivalente al registro de electrodos mediante el inverso de la resistividad.

### 5.1.1 Corrientes de Focault

Son corrientes inducidas en un medio conductor en presencia de un campo magnético variable con el tiempo (Pacheco et al., 2009), por lo que se crean electroimanes con campos

magnéticos, mientras mayor sea la conductividad mayor serán las corrientes de *Focault*, en los núcleos de las bobinas se generan tensiones debido a las variaciones del flujo magnético, estas tensiones causan corrientes parásitas (corrientes de Focault).

Mediante la Ley de Faraday el flujo del campo magnético variable con el tiempo genera un campo eléctrico  $\vec{E}$

$$\nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t}$$

Y ese campo a través de la ecuación constitutiva,

$$\vec{J} = \sigma \vec{E}$$

Genera una distribución de corrientes  $\vec{J}$  en el seno conductor que son las denominadas corrientes de Focault.

### 5.1.2 Ecuaciones de Maxwell

Las ecuaciones de Maxwell son un conjunto de cuatro ecuaciones diferenciales parciales que explican los fundamentos de las relaciones de los campos magnéticos y eléctricos que se describen de la siguiente manera:

$$\text{Ley de Gauss para el campo eléctrico } \nabla \cdot E = \frac{\rho}{\epsilon_0}$$

$$\text{Ley de Gauss para el campo magnético } \nabla \cdot B = 0$$

$$\text{Ley de Faraday } \nabla \times E = -\frac{\partial B}{\partial t}$$

$$\text{Ley de Ampere } \nabla \times B = \mu_0 J + \mu_0 \epsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t}$$

Con ayuda de las ecuaciones de Maxwell se lograron mediciones más precisas, de una forma simplificada mediante la aproximación de Born (figura 37) que es un método aceptado en la determinación de la fuente y la localización en la señal de la formación. Para el caso de las dos bobinas, la respuesta es una forma toroidal que rodea a la herramienta y es perpendicular al eje, con valor máximos en el punto medio.

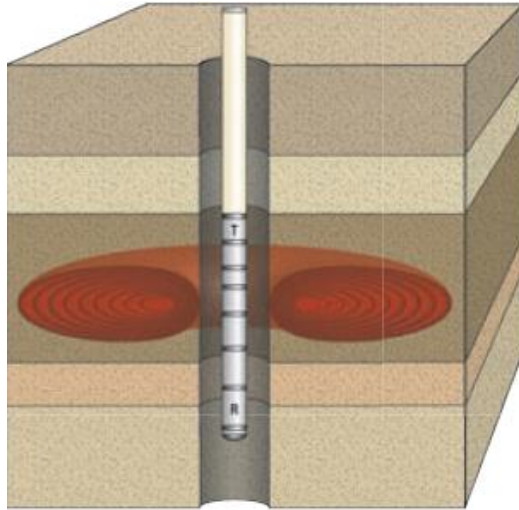


Figura 37. Aproximación de Born para una herramienta de registros de adquisición de inducción uniaxial, la región de influencia da una respuesta toroidal perpendicular a la herramienta y los valores máximos se ubican cerca del punto medio del transmisor y receptor (tomado de Anderson et al., 2008).

El modelo muestra la aproximación de Born a la solución de las ecuaciones de Maxwell, sin embargo, este método es solo válido al considerar un medio con capas de gran espesor y formaciones isotrópicas y homogéneas.

Los dispositivos uniaxiales miden la resistividad aparente,  $R_a$  en un plano horizontal lo que es similar a medir la resistividad horizontal  $R_H$ , para capas horizontales homogéneas de gran espesor la herramienta funciona bastante bien, sin embargo no es posible medir la resistividad vertical  $R_V$  con herramientas de inducción uniaxial, además que los circuitos de inducción marcan grandes capas de formación lo cual no permite la detección de laminaciones con diferentes propiedades eléctricas.

La aproximación de Born como respuesta de la herramienta de inducción triaxial proporciona una representación gráfica para la solución de las ecuaciones que representan la región que evalúa las mediciones de la herramienta.

La respuesta de la herramienta de inducción uniaxial según el modelo de Born representa una superficie toroidal (figura 38), la herramienta de inducción triaxial arrojará nueve respuestas superpuestas entre sí donde el término  $ZZ$  corresponderá a la forma toroidal prevista con la inducción uniaxial como se observa a continuación.

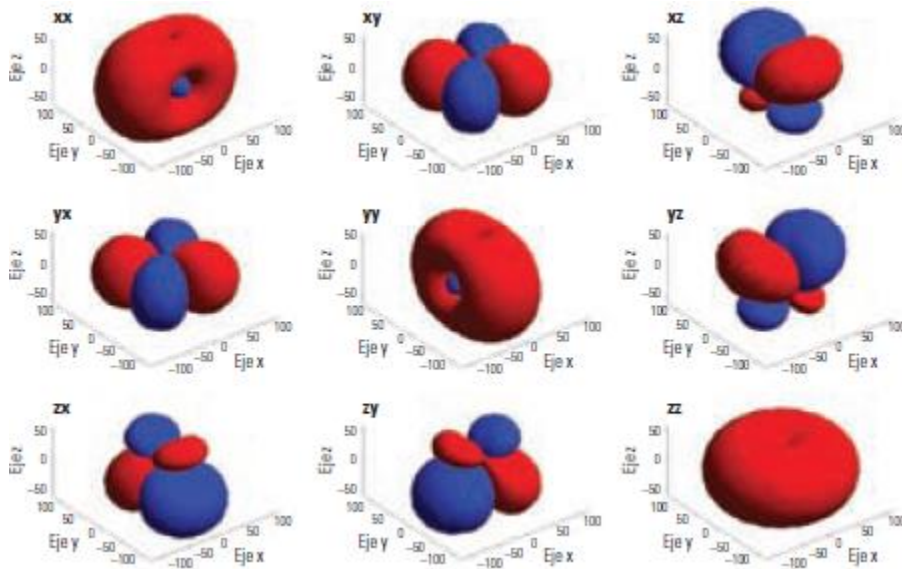


Figura 38. Aproximación de Born para un arreglo de inducción triaxial, cada uno de los elementos representa un componente del arreglo tensorial, los colores representan las respuesta positivas y negativas del transmisor-receptor (tomado de Anderson et al., 2008).

El modelo de Born muestra también las regiones donde la señal medida por la bobina del receptor representa un 90%, esto tiene que ver con la superficie de cada elemento, así las componentes  $XX$ ,  $YY$  y  $ZZ$  se obtienen del acoplamiento directo entre el transmisor y receptor triaxial mientras que los elementos restantes corresponden al cruzamiento de las bobinas.

### 5.1.3 Factor geométrico

Para determinar cuantitativamente la conductividad de la formación a partir de la corriente del receptor se utiliza el enfoque de factor geométrico (Moran, J. H. et al., 1962) el cual busca establecer cuantitativamente los casos donde la conductividad de la formación varía de un punto a otro dentro de la región de sensibilidad de la sonda.

El factor geométrico representa una función que se calcula para cualquier disposición de la bobina y que establece la importancia de las regiones de la formación cercanas a la sonda, de tal forma que la conductividad aparente puede ser calculada con la media ponderada de las conductividades de las regiones que rodean a la sonda. El factor geométrico se puede considerar como una función de la distancia radial y axial desde la sonda. El factor geométrico se denota por  $g(\rho, z)$  y la conductividad de la formación por  $\sigma(\rho, z)$ , donde  $\rho$  es la coordenada radial cilíndrica y  $z$  es la coordenada axial (Moran, J. H. et al., 1962), por tanto, la conductividad  $\sigma_g$  indicada por la sonda del registro se calcula a partir de:

$$\sigma_g = \int_{-\infty}^{\infty} dz \int_0^{\infty} g(\rho, z) \sigma(\rho, z) d\rho$$

Cuando un campo electromagnético penetra en un conductor se generan corrientes parásitas (corrientes de Foucault) que alteran el campo magnético disipando parte de la energía, de tal forma que el campo se atenúa más cerca de la sonda a la formación, la alteración del campo magnético y la distribución de las corrientes de formación dependen de la conductividad de la formación.

## 5.2 Anisotropía eléctrica

Una de las propiedades más complejas que poseen las formaciones y con la cual deben lidiar las herramientas de inducción es la anisotropía eléctrica, donde el valor de una medición vectorial de una propiedad de la formación varía con la dirección en que se mide (Anderson et al., 1994). La anisotropía prevalece en las lutitas y en los planos de estratificación paralelos de las secuencias laminadas de arenas y lutitas, que cuando resultan ser más delgadas que la resolución vertical de la herramienta la medición se convierte en un promedio dominado por las resistividades más bajas, lo que puede ocultar la presencia de hidrocarburos. En el caso más simple, una medición vectorial tiene una magnitud constante en cualquier dirección horizontal que es diferente de la magnitud del vector medido en dirección vertical, a dicho fenómeno se le conoce como anisotropía transversal (Anderson, B., et al., 1994).

En algunos casos el concepto de anisotropía es confundido con el de heterogeneidad, la anisotropía es la variación de un valor vertical en dirección a un punto mientras la heterogeneidad es la variación vectorial o escalar entre dos o más puntos, una segunda distinción es que la anisotropía describe principalmente propiedades físicas y la heterogeneidad es usada para describir las variaciones en composición punto a punto, geometría o propiedades físicas.

<b>Anisotropía Vector</b>	<b>Heterogeneidad Vector o escalar</b>
Variación en un valor vectorial en dirección a un punto	Variación vectorial o en valores escalares entre dos o más puntos
Propiedades físicas	Propiedades físicas
Constante dieléctrica, propiedades magnéticas, permeabilidad, resistividad, resistencia de la roca, conductividad térmica y velocidad de la onda	Densidad, constante dieléctrica, propiedades magnéticas, actividad natural de rayos gamma, sección transversal de captura de neutrones, permeabilidad, porosidad, resistividad, resistencia de la roca, saturación, velocidad de onda y humectabilidad
	Composición
	Mineralogía
	Geometría
	Tamaño de grano y forma de grano, clasificación, empaque, estratificación y foliación

Tabla 1. Diferencias entre anisotropía y heterogeneidad (tomado de Anderson et al., 1994).

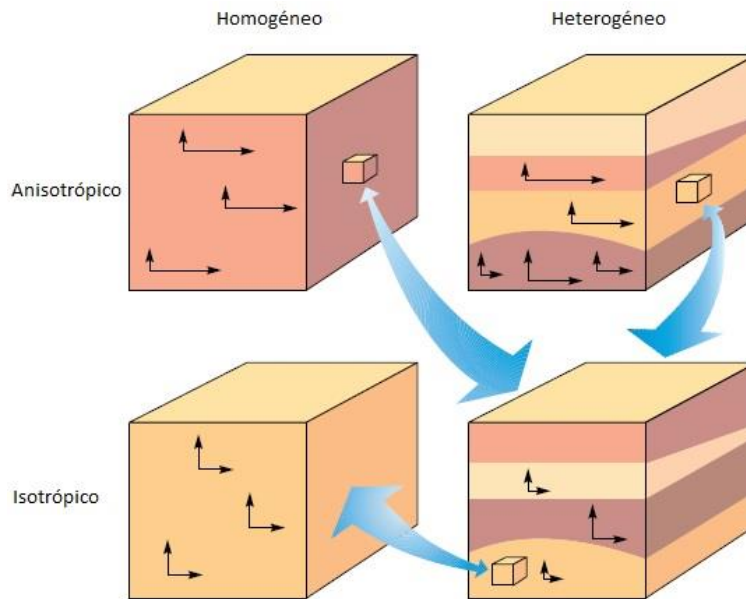


Figura 39. Condiciones para la isotropía/anisotropía y homogeneidad/heterogeneidad donde a escalas mayores las muestras pueden aparentar ser homogéneas (abajo izquierda) pero a escalas menores puede representar heterogénea e isotrópicas (abajo derecha) de tal forma que al generar escalas más pequeñas se puede observar entonces formaciones anisotrópicas y homogéneas (tomado de Anderson et al., 1994).

El efecto de anisotropía se conoce desde la década de 1950, sin embargo, no se contaba con la forma de resolver las componentes horizontal y vertical de la formación (Kunz, K.S., et al., 1958), no fue sino hasta la intervención de medición 3D que se consiguió un enfoque de análisis tensorial el cual permitió resolver dichas ambigüedades. A pesar de ello los sensores disponibles para ese momento no eran capaces de medir en tres dimensiones y en forma tensorial, estas necesidades aun superaban los límites del hardware existente hasta ese momento.

Al cortar una muestra cilíndrica de una formación paralela a los planos de estratificación, la resistividad de la muestra que fluye con una corriente a lo largo de su eje se denomina resistividad horizontal (longitudinal)  $R_H$ , pero si se corta un cilindro similar pero perpendicular la resistividad de la corriente que fluye a lo largo del eje se denomina resistividad vertical (transversal)  $R_V$  (Kunz, K.S., et al., 1958). En otras palabras, cuando existe presencia de anisotropía eléctrica, dos parámetros son fundamentales de determinar  $R_H$  donde las resistividades son horizontales y paralelas a la laminación y  $R_V$  cuando resultan perpendiculares a la misma laminación.

Si consideramos que las líneas de flujo y las superficies potenciales poseen una simetría cilíndrica, tratando en coordenadas cilíndricas  $(\rho, z, \theta)$  la Ley de Ohm puede generalizarse para indicar que la intensidad de corriente  $J$  se da en términos del potencial  $V$  por la ecuación.

$$-J = \left[ \frac{1}{R_H} \frac{\partial V}{\partial \rho} \varrho_1 + \frac{1}{R_V} \frac{\partial V}{\partial z} z_1 \right]$$

Donde  $z_1$  es un vector unitario paralelo al eje del pozo y  $\varrho_1$  un vector unitario perpendicular a  $z_1$  y dirigido lejos del pozo.

Las superficies equipotenciales  $V(\rho, z) = \text{constante}$  son paralelos al gradiente de  $V$  dado por:

$$\nabla \cdot V = \frac{\partial V}{\partial \rho} \varrho_1 + \frac{\partial V}{\partial z} z_1$$

En general el flujo de corriente de una formación anisotrópica  $R_H \neq R_V$  no será normal a las superficies equipotenciales, en ausencia de fuentes de corriente se expresa que la divergencia de la densidad de corriente desaparezca para que  $\rho \neq 0$ . Por lo tanto, la ecuación diferencial que modela lo anterior queda definida como:

$$\nabla \cdot J = \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial \rho} \left( \frac{\rho}{R_H} \frac{\partial V}{\partial \rho} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{1}{R_V} \frac{\partial V}{\partial z} \right) = 0$$

Para un medio isotrópico y homogéneo donde  $R_H = R_V = \text{constante}$ , la ecuación se reduce a la ecuación de Laplace en coordenadas cilíndricas. Así podemos introducir la resistividad media  $R$  y el coeficiente de anisotropía  $\lambda$  por la relación.

$$\begin{cases} R = \sqrt{R_H \cdot R_V} \\ \lambda = \sqrt{R_V/R_H} \end{cases}$$

Podemos separar en dos casos a la anisotropía, tanto microscópica como macroscópica donde la primera se encarga de resolver la anisotropía intrínseca de las arcillas mientras que la segunda determina las laminaciones entre arenas – lutitas, así como el tamaño de grano y las intercalaciones compactadas o cementadas.

### 5.2.1 Resistividad verdadera

La resistividad verdadera en una formación definida por  $R_T$ , hace referencia a una región no perturbada, en dichas zonas las mediciones realizadas se basan o se asume cierta homogeneidad y yacimientos isotrópicos. La resistividad aparente  $R_a$  de la formación difiere con los cambios producidos en las diferentes direcciones de medición, para el caso cuando la medición se obtiene en sentido paralelo a las capas, predominan las resistividades más bajas y cuando la medición se obtiene a través del apilamiento, la resistividad calculada es similar a un circuito en serie (figura 40) donde los valores de las resistencias se suman, y las resistencias más altas son predominantes, como los casos donde hay existencias de hidrocarburos.



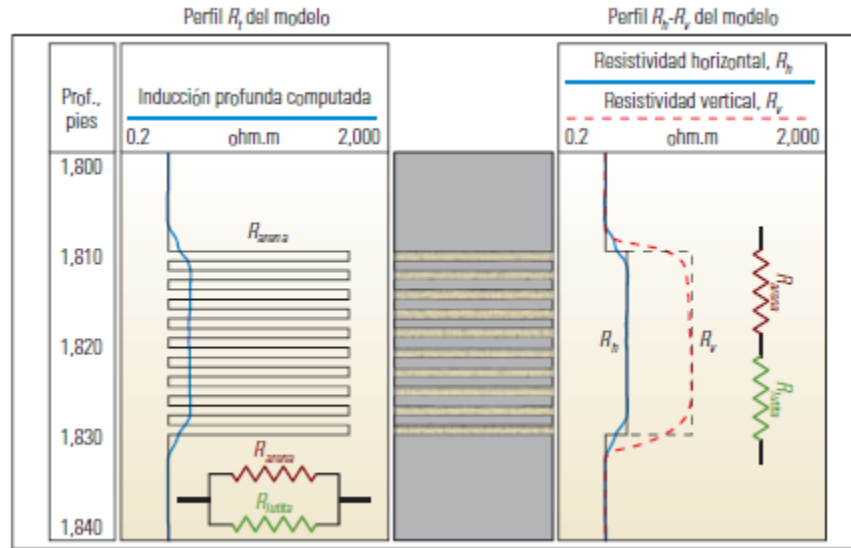


Figura 40. Cuando las capas son más delgadas que la resolución vertical de la medición, las mediciones de la  $R_h$  son similares a un circuito en paralelo donde predominan las resistividades más bajas  $R_{lutita}$ , por lo tanto, se puede pasar por alto las capas con contenido de hidrocarburos. En cambio, la  $R_v$  es igual a un circuito en serie y el valor es determinado por la resistividad más alta (tomado de Anderson et. al., 2008).

En la mayoría de los yacimientos laminados suele suceder que  $R_h \neq R_v$ . Debido a que la  $R_a$  es similar al de la resistividad más baja en función del ejemplo con el circuito paralelo, los resultados originan problemas ya que la naturaleza de las capas menos resistivas predomina sobre las más resistivas que pueden proveer hidrocarburos, en una alternancia lutitas-arenas, la porción de interés corresponde a la laminación de arenas, además  $R_v$  no provee la resistividad real de las laminaciones de arena por lo que debe combinarse  $R_{arena}$  para obtenerla y los efectos de lutitas removerse de la medición volumétrica para obtener el valor verdadero de la resistividad de las capas de arena. La resistividad se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{R_h} = \frac{F_{arena}}{R_{arena}} + \frac{F_{lutita}}{R_{lutita-h}}$$

$$R_v = F_{arena} \times R_{arena} + F_{shale} \times R_{shale-v}$$

Donde:

$R_h$  y  $R_v$ : Son la resistividad horizontal y vertical de la formación respectivamente.

$F_{arena}$  y  $F_{lutita}$ : Son las fracciones volumétricas.

$R_{lutita-h}$  y  $R_{shale-v}$ : Son las resistividades de la lutita en sentido horizontal y vertical.

$R_{arena}$ : Es la resistividad de la arena.

Una vez obtenido el valor de  $R_{arena}$  se puede emplear para el cálculo de  $S_w$  mediante la ecuación de Archie. Por lo tanto, la obtención de un valor más preciso del valor de resistividad se traduce en el cálculo de  $S_w$  y con ello la evaluación más concisa de los yacimientos de hidrocarburos.

### 5.3 Modelo de interpretación de arenas y arcillas

Las secuencias finas entre arenas y arcillas se pueden presentar en todo tipo de entornos como barras de puntos fluviales, deltas y abanicos submarinos de aguas profundas los cuales pueden atrapar cantidades significativas de hidrocarburos en los lechos finos de arena. Normalmente en pozos verticales y desviados la herramienta medirá valores bajos de resistividad, lo que conlleva a valores bajos en almacenamiento de hidrocarburos.

Al iniciar un registro en cualquiera de estos casos una matriz regular de inducción medirá el valor cercano a la  $R_h$ . Los bucles de corriente de inducción pasan a través de las capas horizontales en paralelo, por lo tanto, la ecuación que define a la  $R_h$  es:

$$R_h = \frac{R_{sand} \times R_{shale-h}}{(1 - F_{shale}) \times R_{shale-h} + F_{shale} \times R_{sand}}$$

Además, la  $R_v$  leída por la herramienta se define como:

$$R_v = (1 - F_{shale}) \times R_{sand} + F_{shale} \times R_{shale-v}$$

Las ecuaciones anteriores se conocen como modelo de anisotropía del tensor, sin embargo, el problema conlleva al hecho de que observamos dos ecuaciones con cinco incógnitas, por lo que es necesario extraer más información para resolver el sistema deseado. Un método por el que se puede optar es con el apoyo de la Resonancia Magnética Nuclear (NMR) o con la sonda de Espectroscopia de Captura Elemental (ECS) por medio del podamos obtener una fracción de la medición de las lutitas (Clavaud et al.,2005). Para una fracción del volumen de lutita, resulta que dos de las incógnitas anteriores ( $F_{shale}$  y  $F_{sand}$ ) quedan unidas por la siguiente relación:

$$1 = F_{shale} + F_{sand}$$

Por lo que la solución del sistema lineal de ecuaciones anterior resulta en:

$$R_{sand} = \frac{R_v + R_h(1 - F_{shale})^2 - \alpha \cdot R_h \cdot F_{shale}^2 \pm \sqrt{\beta}}{2 \cdot (1 - F_{shale})}$$

$$R_{shale-h} = \frac{R_v - R_h(1 - F_{shale})^2 + \alpha \cdot R_h \cdot F_{shale}^2 \pm \sqrt{\beta}}{2 \cdot \alpha \cdot F_{shale}}$$

Donde  $\alpha$  es la anisotropía de resistividad de la arcilla y  $\beta$  es:

$$\beta = [R_v + R_h \cdot (F_{shale} \cdot (F_{shale}(1 - \alpha) - 2) + 1)]^2 - 4 \cdot R_v \cdot R_h \cdot (1 - F_{shale})^2$$

Las ecuaciones anteriores  $R_{sand}$  y  $R_{shale-h}$  depende del valor de  $R_h$ . Lo que se busca es conocer si la arena es similar en resistividad que la arcilla, pero al tratarse de un sistema indeterminado se usa un valor de corte para  $R_{shale-h}$ . Por lo que si la resistividad de la arcilla es mayor que un valor dado de  $R_h$ , se invierten el signo en las ecuaciones (Clavaud et al., 2005).

Para las capas laminadas suele suceder que  $R_h$  es aproximada a la resistividad de la arcilla  $R_{shale}$  y  $R_v$  está cerca pero menor que la resistividad de la arena  $R_{sand}$ , desde un punto de vista de interpretación el objetivo es encontrar la resistividad de la arena  $R_{sand}$  y su fracción volumétrica  $F_{sand}$  estos parámetros se originan utilizando un modelo de interpretación. Todos los modelos actuales que permiten conocer la anisotropía microscópica de la lutita son generalmente de la forma mostrada en las ecuaciones anteriores para  $R_h, R_v$  y  $1 = F_{shale} + F_{sand}$ , las cuales pueden ser rescritas como aparecen a continuación.

$$R_v = R_{sand}(1 - V_{lam}) + R_{shale-v}V_{lam}$$

$$\frac{1}{R_h} = \frac{(1 - V_{lam})}{R_{sand}} + \frac{V_{lam}}{R_{shale-h}}$$

$$1 = V_{lam} + V_{sand}$$

Donde:

$R_v$  = Es la resistividad vertical.

$R_h$  = Es la resistividad horizontal.

$R_{sand}$  = Es la resistividad de la arena.

$R_{shale-v}$  = Es la resistividad de la arcilla de forma vertical.

$R_{shale-h}$  = Es la resistividad de la arcilla de forma horizontal.

$V_{lam}$  = Es la fracción volumétrica de la arcilla.

$V_{sand}$  = Es la fracción volumétrica de la arena.

El cambio de variable de  $F_{shale} \rightarrow V_{lam}$  y  $F_{sand} \rightarrow V_{sand}$  en las ecuaciones anteriores, se debe a que el modelo de Thomas-Stieber es el más utilizado para la interpretación de secuencias de laminación (arenas-arcillas), como se manejará en el siguiente apartado.

La implementación más común de las ecuaciones mostradas anteriormente conlleva a obtener  $R_v$  y  $R_h$  derivados de las mediciones de la herramienta.

## 5.4 Modelo de Thomas-Stieber

Thomas-Stieber (1975) determinaron un modelo simple para examinar como la porosidad puede variar dependiendo el volumen de lutitas en una configuración de secuencias entre arenas y arcillas, como por ejemplo en el caso de laminaciones (Dejtrakulwong et al., 2009).

Por lo tanto, dicho modelo se puede utilizar para deducir la distribución de las lutitas en una formación y proporcionar evidencias de una laminación continua.

En el apartado anterior, se discutió cómo se podría obtener la resistividad de arena,  $R_{sand}$  y el contenido de arcilla en fracción volumétrica  $V_{lam}$  o  $F_{shale}$ . Sin embargo, el principal interés es conocer la saturación de hidrocarburos dentro de la arena, y por tanto se necesita conocer la porosidad de la arena. La siguiente ecuación que describe esto es:

$$\phi_{t\_sd} = \frac{\phi_t - V_{lam}\phi_{sh}}{(1 - V_{lam})}$$

Donde  $\phi_t$  es la porosidad total,  $\phi_{sh}$  es la porosidad de la arcilla, y  $\phi_{t\_sd}$  es la porosidad total de arena y  $V_{lam}$  es la fracción o volumen total de la arcilla, de modo que es posible que la arena contenga algo de arcilla dispersa.

La ecuación (8) es una representación particular del modelo de Thomas-Stieber, este modelo se puede usar para imponer una restricción física de que el volumen de arcilla dispersa debe ser menor que la porosidad máxima  $\phi_{max}$  de arena limpia.

Al suponer que no existe arcilla dispersa la ecuación (8) se convierte en:

$$\phi_{e\_sd} = \phi_{t\_sd} = \phi_{max} = \frac{\phi_t - V_{lam}\phi_{sh}}{(1 - V_{lam})} = \frac{\phi_e}{V_{sand}}$$

De tal forma que la porosidad efectiva de la arena  $\phi_{e\_sd}$ , es mayor que la porosidad efectiva  $\phi_e$  de la roca (laminación arena-arcilla). Un indicador de espesor de pago (Net-pay) que dependa de la  $\phi_e$  localizará un menor contenido de hidrocarburos comerciales que el encontrado por un indicador de Net-pay que se base en  $\phi_{e\_sd}$ . De manera similar la saturación de agua de la formación  $S_{wt}$ , para determinar el espesor de pago será más pesimista que un Net-pay que dependa de la saturación de agua total de la arena  $S_{wt\_sand}$ .

El modelo de Thomas-Stieber se basa en la suposición de que el factor que disminuye la porosidad de la arena es el contenido de arcillas, estas pueden verse distribuidas de tres maneras distintas, de forma laminada, dispersa y estructural (figura 41).

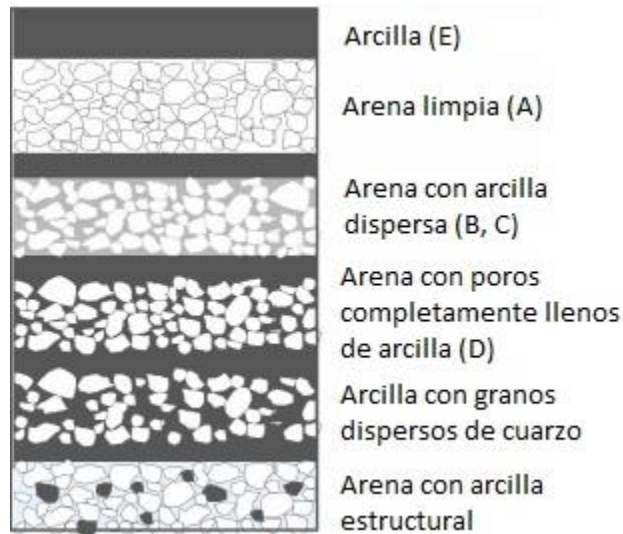


Figura 41. Ilustración de configuración arena-arcilla. Las letras A-E corresponden a los puntos mostrados en el diagrama de la figura 42 (tomado y editado de Dejtrakulwong, et al., 2009).

Para el caso específico de la laminación, la porosidad total es simplemente un promedio ponderado de todas las porosidades de arenas y arcillas laminadas, con lo cual la relación es la siguiente:

$$\phi_T = (1 - V_{lam})\phi_{sand} + V_{lam}\phi_{sh}$$

Donde  $V_{lam}$  es el volumen total de arcilla dentro de la laminación. Gráficamente se puede representar mediante un diagrama usando las propiedades de arena limpia arcilla como parámetros de entrada.

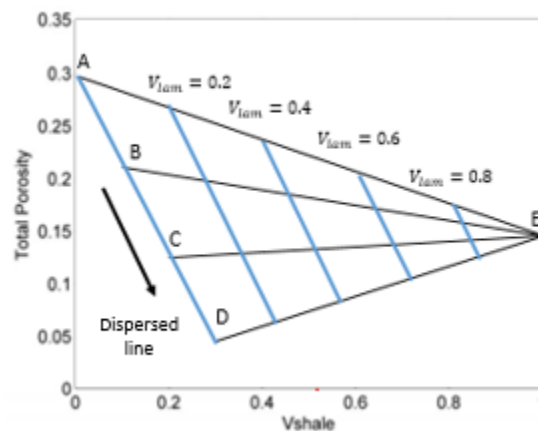


Figura 42. Gráfica del modelo Thomas-Stieber que relaciona la  $\phi_T$  y  $V_{sh}$  (tomado y editado de Dejtrakulwong et al., 2009).

Los puntos A y E corresponden a arena limpia y puntos de arcilla cuyos valores  $V_{sh}$  son 0 y 1 respectivamente. El segmento AE representa la laminación entre arena limpia y arcilla con variación de  $V_{lam}$ . El segmento AD representa la dispersión de arcilla, así la porosidad total

disminuye al aumentar el volumen de arcillas dispersas hasta que llega al punto D, donde el espacio original de poros de arena está completamente lleno de arcillas. Los segmentos BE, CE y DE corresponden a la laminación entre arena sucia y arcilla.

### 5.5 Diagrama de Klein

Los diagramas de Klein son utilizados para determinar gráficamente una zona arcillosa anisotrópica, dicha gráficas de interrelación se les denomina de “tipo mariposa” (por su forma), donde se analizan parámetros que efectúan controles de calidad y la evaluación del potencial de producción (Net-pay) de los yacimientos laminados.

El efecto de la anisotropía de la lutita mostrado en los diagramas de Klein está representado por el movimiento del punto azul a lo largo de la gráfica en dirección noreste, la familia de curva azules representa valores de la fracción volumétrica de la arcilla  $F_{sh}$  y la familia de curvas rojas se atribuye a los valores de la resistividad de la arena  $R_{sand}$  (figura 43).

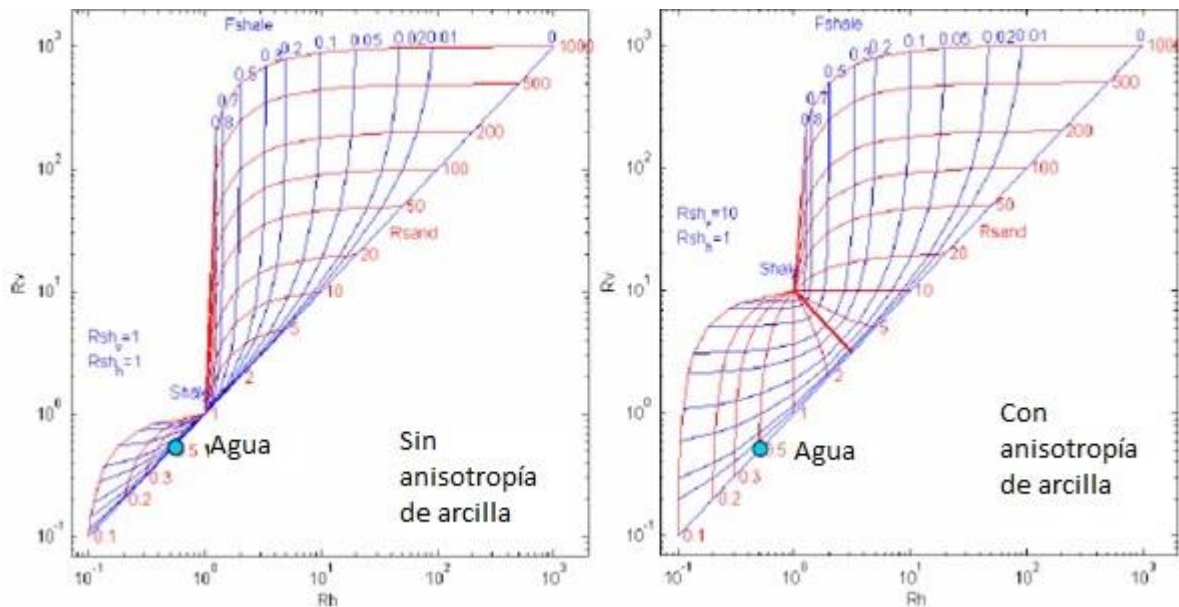


Figura 43. Modelos gráficos de Klein para explicar anisotropía, el diagrama de la izquierda no contempla anisotropía, parámetro que si utiliza el de la derecha (tomado de Minh, C., et al., 2007).

El dominio de los datos presentes en el diagrama vendría vinculado al este por la línea de 45°, al norte por la resistividad de la arena, al oeste por la posición de las arcillas anisotrópicas y al sur por el agua contenida como se comentará a continuación.

En el punto donde  $F_{sh}$  es igual a 0% los valores de  $R_h$  y  $R_v$  son iguales, las arenas isotrópicas que contienen hidrocarburos y las que contienen agua se trazarán a lo largo de esa línea con tendencia de 45°. Ahora si se supone que la resistividad de la zona húmeda (punto azul) es de  $0.5 \text{ ohm} \cdot \text{m}$  con 100% de saturación, la progresión desde el punto de agua limpia hasta el punto de lutita sigue una trayectoria curva (rojo) y los valores de la curva desde ese punto serán  $S_w < 1$  a medida que se acerque al punto de arcilla con 100% de contenido

de lutita. La determinación de la sensibilidad de la arcilla se observa en la figura en la parte derecha, ya que cuando  $F_{sh}$  supera el 90%, las líneas de  $F_{sh}$  son casi verticales alrededor de la lutita, por lo que no hay suficiente precisión para determinar los altos volúmenes de arcilla.

La figura 44 permite conocer si las capas delgadas son zonas de pago o no, donde la resistividad de corte  $R_{cutoff} = 2.5$  divide en dos zonas donde el ala superior del diagrama corresponde a la zona de pago, mientras que la zona no productiva corresponde a la parte inferior cuyo  $S_w < 0.6$ .

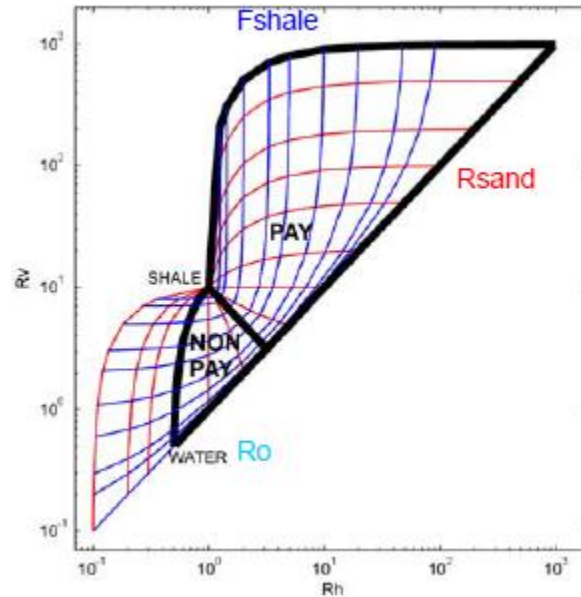


Figura 44. Diagrama de Klein mostrando las zonas productivas y no productivas (tomado de Minh, C., et al., 2007).

## 5.6 Descripción de la herramienta Rt Scanner

La medición de la herramienta por medio de la inducción triaxial bajo mediciones a múltiples profundidades de investigación en 3D, provee de resistividades más próximas a las resistividades reales de la formación. Con ello supera las predominancias de baja resistividad producidas por la laminación y de esta manera obtiene una mejor estimación de la saturación resultante de hidrocarburo y de agua en yacimientos laminados, anisotrópicos o con fracturas.

Muchas de las limitaciones en los registros de inducción, como la anisotropía que cambia según la dirección de la medición así como los planos que no son perpendiculares al instrumento de medición (Anderson, B., et al., 1988), se han logrado superar gracias a la introducción de la herramienta RT Scanner, logrando una capacidad de procesamiento que da respuestas a situaciones que antes no podían ser vistas o eran ignoradas, pero este

proceso no ocurrió rápidamente sino que obedeció al avance tecnológico, la capacidad del procesamiento y diseño de las herramientas.

La herramienta contempla mediciones en tres dimensiones a múltiples profundidades de investigación, cuantifican las zonas laminadas de baja resistividad y reducen la incertidumbre, por ello esta herramienta ha logrado un cambio sustancial en la evolución del registro. Las principales aplicaciones de la herramienta de inducción triaxial son las mediciones precisas de resistividad en formaciones inclinadas, así como la identificación de intervalos productivos laminados y una nueva medición del echado natural de la formación.

La herramienta posee seis matrices triaxiales, cada una de las cuales contiene tres bobinas espaciadas dentro de la herramienta, tanto  $R_v$  y  $R_h$  se calculan en cada uno de los seis espaciamientos triaxiales. Además de las mediciones de resistividad, la inclinación de la formación y el azimut se calculan para la interpretación estructural y para explicar la geometría de las capas de formación.

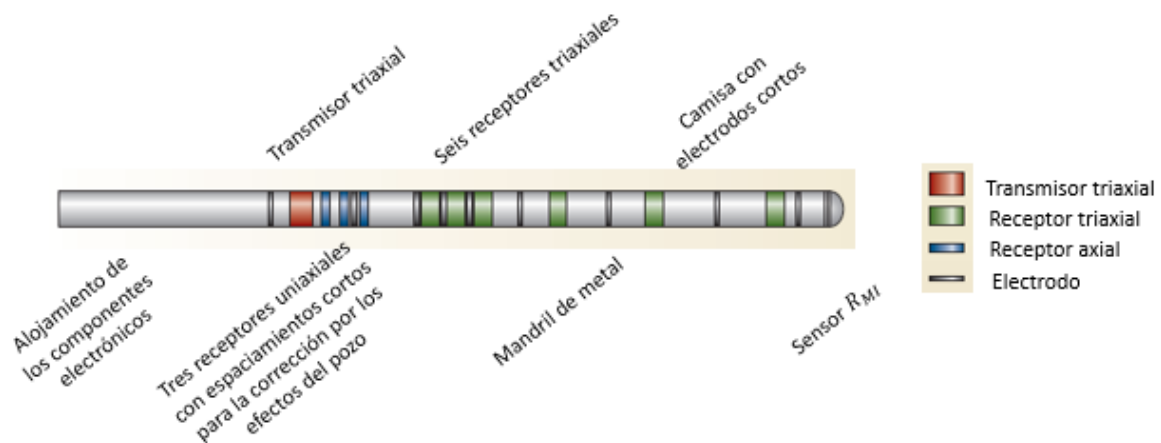


Figura 45. Herramienta Rt Scanner, consta de un transmisor triaxial, tres receptores axiales con espaciamiento corto para correcciones por efectos del pozo y seis receptores triaxiales, el sensor  $R_{MI}$  mide la resistividad del lodo (tomado y editado de Anderson et al., 2008).

El diseño final de la herramienta incluye una camisa de electrodos conectados a un mandril de cobre conductivo, así las corrientes del pozo se hacen retornar por la herramienta. Al existir una gran sensibilidad en la excentricidad, es decir, cuanto más conductivo es el lodo más grande es el efecto, la configuración permitió reducir las grandes señales causada por la excentricidad transversal hasta obtener un modo similar a la herramienta AIT.

La interpretación integrada de los datos de resistividad adquiridos por la herramienta de inducción triaxial Rt Scanner emplea los datos obtenidos de la resistividad vertical y la resistividad horizontal para realizar un análisis de arena laminada y determinar con precisión las secuencias de arena y lutita de capa fina. También se determina la inclinación de la formación y analiza las características estructurales como fallas o fracturas. Por lo que el resultado final es una comprensión más completa de las litologías complejas existente en



el yacimiento que no se pueden caracterizar de manera formal o precisa por medio de resistividades usando métodos convencionales.

### **5.6.1 Física de la resistividad triaxial**

La herramienta Rt Scanner consta de un arreglo de transmisores triaxiales, tres receptores axiales de espaciamiento corto y tres arreglos de receptores triaxiales colocados, donde las señales emitidas y captadas por los sensores que están desplazadas en la herramienta se relacionan con la profundidad y el desplazamiento de las bobinas mediante el proceso físico y matemático que rige al arreglo.

La bobina del transmisor triaxial genera tres momentos magnéticos en las direcciones  $x$ ,  $y$  y  $z$ , cada arreglo de receptores triaxiales posee un término conectado de forma directa y dos términos en forma cruzada con las bobinas de los transmisores en otras direcciones. Así la disposición muestra un arreglo de nueve términos, es decir, un arreglo tensorial de voltaje de  $3 \times 3$ , con ayuda de técnicas de inversión se puede extraer de la matriz la anisotropía resistiva, así como las posiciones de los límites entre las capas y un echado aparente.

Dado que la física de las mediciones triaxiales es más compleja que la versión uniaxial que solo mide en el plano horizontal, en la herramienta Rt Scanner las componentes  $x$ ,  $y$  y  $z$  del transmisor se juntan con las componentes  $x$ ,  $y$  y  $z$  del receptor (figura 46). Para un caso donde solo hay capas horizontales, los únicos términos que responden a la conductividad  $\bar{\sigma}$  son los correspondientes a la diagonal principal  $\sigma_{xx}$ ,  $\sigma_{yy}$  y  $\sigma_{zz}$ , pero en casos donde los pozos están desviados o hay indicios de capas inclinadas, es forzoso conocer los nueve componentes de la matriz para tener un valor correcto de la resistividad.

$$\bar{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix}$$

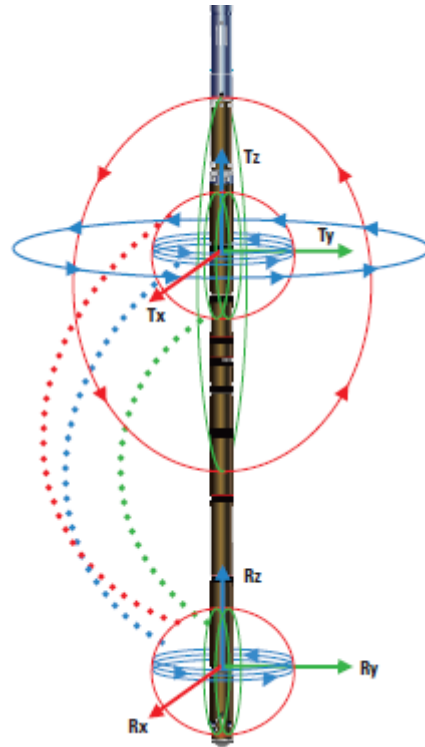


Figura 46. La herramienta Rt Scanner produce nueve elementos constituidos en una matriz  $\bar{\sigma}$ . Al pasar corriente a través de las bobinas alrededor del eje z (color azul) de la herramienta, lo que induce a la corriente a fluir en la formación de manera concéntrica, las bobinas enrolladas alrededor del eje x (color rojo) y eje y (color verde) crean corrientes que fluyen en los planos a lo largo del eje x e y de la herramienta (tomado de Anderson et al., 2008).

Cuando el total de los nueve componentes poseen el mismo espaciado y se localizan a la misma posición, la matriz puede ser rotada para encontrar el echado relativo de la formación. También el cambio entre sistemas de coordenadas facilita la transformación dado que se vuelve más sencilla y las mediciones se obtienen con el mismo sistema, como el caso donde las líneas de flujo y las superficies potenciales poseen una simetría cilíndrica.

### 5.6.2 Buzamiento en la herramienta de inducción triaxial

El algoritmo de inversión 1D de la herramienta de inducción triaxial es un método rápido y provee más información que los métodos convencionales, con lo cual podemos determinar la anisotropía de la resistividad de la formación, así como los ángulos del azimut y el buzamiento (Wang, H., et al., 2003). La matriz se calcula con ayuda de la función de sensibilidad 1D y el azimut se resuelve al rotar la medición de la matriz, luego se elige un modelo inicial basado en la combinación de la conductividad para el acoplamiento  $XX$  y  $ZZ$  de la matriz.

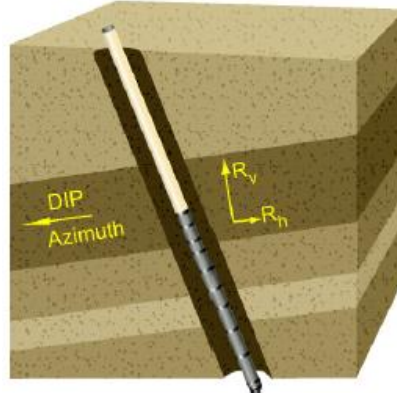


Figura 47. La inversión 1D produce tanto la información de buzamiento o azimut, como la información de la resistividad. El efecto sobre los receptores depende del ángulo de azimut relativo (tomado de Clavaud et al., 2005).

Al considerar al modelo como un medio de capas horizontales como se muestra en la siguiente figura:

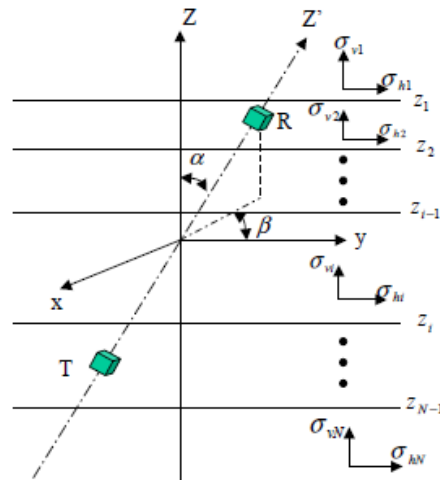


Figura 48. Formación anisotrópica en capas horizontales 1D (tomado de Wang et al., 2003).

Los valores de  $\sigma_{hi}$  y  $\sigma_{vi}$  denotan la conductividad horizontal y la conductividad vertical de la  $i$ -ésima capa,  $z_i$  es la  $i$ -th posición del límite de cada lamina,  $\alpha$  y  $\beta$  denotan los ángulos del buzamiento y el azimut relativos entre el eje de la sonda y la normal del límite de la formación. La relación entre la conductividad del tensor y los momentos dipolares triaxiales del transmisor pueden representarse mediante una matriz de acoplamiento  $C$ .

$$\bar{\sigma} = \bar{C}\bar{M}$$

Donde:

$$\bar{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{xx} & \sigma_{xy} & \sigma_{xz} \\ \sigma_{yx} & \sigma_{yy} & \sigma_{yz} \\ \sigma_{zx} & \sigma_{zy} & \sigma_{zz} \end{bmatrix} \quad \bar{C} = \begin{bmatrix} C_{xx} & C_{xy} & C_{xz} \\ C_{yx} & C_{yy} & C_{yz} \\ C_{zx} & C_{zy} & C_{zz} \end{bmatrix} \quad \bar{M} = \begin{bmatrix} M_x & 0 & 0 \\ 0 & M_y & 0 \\ 0 & 0 & M_z \end{bmatrix}$$

Así  $\sigma_{ij}(i, j = x, y, z)$  denota la conductividad aparente y una  $i$ -orientación del receptor cuando el transmisor tiene una  $j$ -orientación,  $C_{ij}$  es el acoplamiento entre la  $i$ -orientación del receptor y la  $j$ -orientación del transmisor,  $M_{ij}$  representa el momento magnético en una  $i$ -orientación del transmisor.

Bajo los conceptos mostrados con anterioridad, la resistividad de una secuencia laminada (arena-arcilla) se mostraría de la siguiente manera donde se ejemplifica el antes y el ahora con respecto a los métodos de inducción provistos por la herramienta Rt Scanner (figura 49). Debido a esta implementación se obtiene una mejor definición del espesor de pago (Net-pay) que conlleva a definir mejor el contenido de hidrocarburos en sitio.

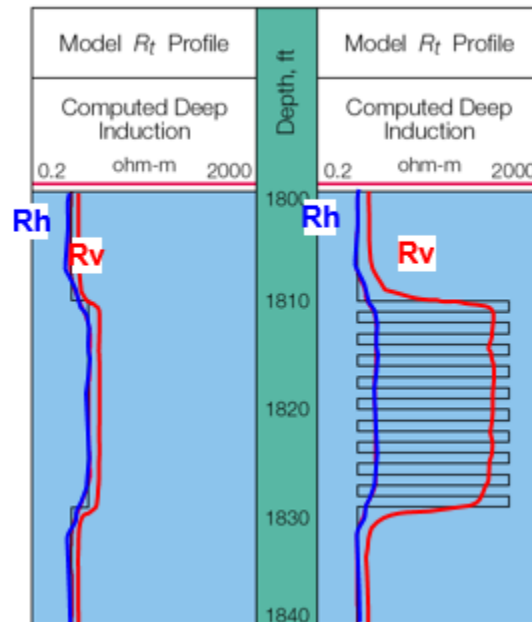


Figura 49. Una herramienta convencional mide una resistividad similar en ambos casos (curvas la izquierdo), pero una herramienta que logra medir  $R_h$  y  $R_v$  permite diferenciar muy bien la laminación (curvas lado derecho).

### 5.6.3 Presentación del registro

La figura 50 presenta las curvas generadas por el servicio Rt Scanner la cual utiliza la herramienta denominada ZAIT-BA (3D Induction Tool), esta familia de curvas en conjunto con el registro de rayos gamma (carril 1) se presenta de la siguiente manera:

Carril 1:

- 54 – in DIP → Calidad de la inversión de inducción 3D e inversión 1D de un arreglo de 54 pulgadas.

Carril 2:

- $R_h$  → Resistividad horizontal.
- $R_v$  → Resistividad vertical.

Ambas curvas se pueden obtener para procesos de inducción 3D e inversión 1D en arreglos de 15 a 72 pulgadas así mismo, aunque la figura no lo incluya el servicio genera la curva de anisotropía eléctrica que al igual que las curvas de resistividades se puede obtener por parámetros similares.

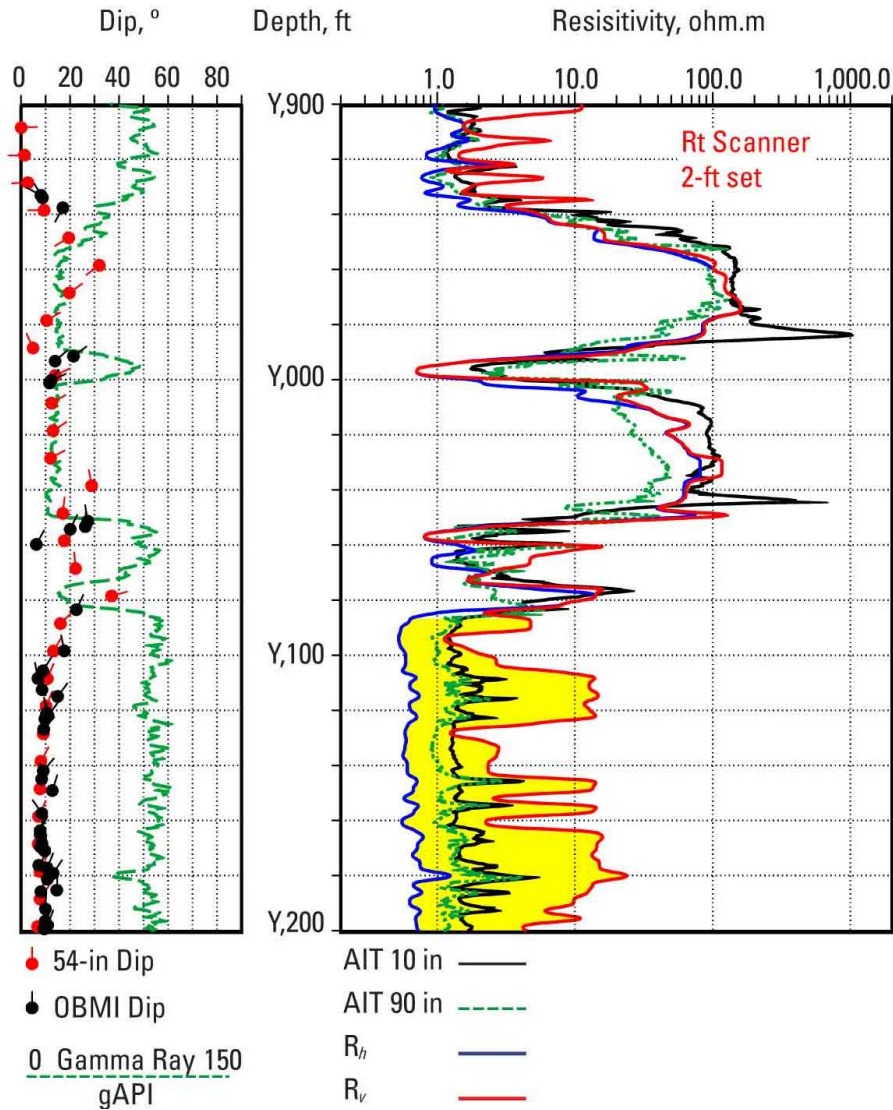


Figura 50. Curvas generadas por el servicio Rt Scanner en combinación del arreglo AIT y Rayos Gamma, donde se muestra las mediciones de resistividad horizontal y vertical comparado con el arreglo AIT, donde claramente se identifica una zona productiva (Y80 – Y200) medida por la herramienta que de otra manera se pasaría por alto (tomado de Rt Scanner, mediciones 3D reales para una cuantificación mejorada del yacimiento, 2009).

## 6. APLICACIONES FAMILIA SCANNER

En este apartado se muestran diversos ejemplos de aplicación para cada uno de los servicios de registros mencionados, la descripción de los ejemplos resalta las ventajas que poseen dichos registros. Se explica el uso de esta tecnología refiriendo a la aplicación de cada servicio en casos particulares, y que junto con los registros convencionales proporcionaron una mejor descripción de las propiedades de la formación, caracterización del yacimiento, así como de sus propiedades mecánicas.

### 6.1 Herramienta MR Scanner

Se sabe que, del total de reservas conocidas a nivel mundial, 70 % se encuentran en condiciones de petróleo pesado o extrapesado, esto se traduce entre 6 a 9 trillones de barriles totales (Akkurt et al., 2009). Las condiciones del petróleo originan problemas en la evaluación correcta del contenido de fluidos, así como el potencial de producción, por tal motivo las mediciones NMR proveen información importante sobre las propiedades de los fluidos para evaluar la producción de yacimientos con petróleo pesado.

#### 6.1.1 Ejemplo 1

En el yacimiento de petróleo pesado de la Faja de Orinoco localizado al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, donde los tiempos de relajación del petróleo de alta viscosidad son muy cortos, no resulta completamente conveniente el uso de la herramienta de NMR. Como punto de partida se contó con la herramienta CMR (Combinable Magnetic Resonance Tool) por sus siglas en inglés, para la caracterización de los fluidos que dio respuestas favorables. Sin embargo, fue una limitación solo contar con una profundidad de investigación; posteriormente se determinó la viscosidad del petróleo a partir de los intervalos de arenisca con base en las distribuciones  $T_2$  pero no se logró conocer la viscosidad verdadera.

Fue así como se introdujo la herramienta MR Scanner con el fin de superar las limitaciones presentadas. La generación de perfiles radiales mostró varias ventajas en zonas de alta rugosidad que afectaba la medición convencional, la medición No. 1 corresponde a un DOI (profundidad de investigación) de 1.5 pulgadas (que es comparable con la herramienta CMR), la fracción cilíndrica (FC) No. 4 viene dado por un DOI de 2.7 pulgadas y la FC No. 8 representa el DOI de 4 pulgadas donde ya no presentó variaciones de rugosidad.

Para la exposición de este caso referirse a la Figura 51, donde la resistividad medida en el carril 1 (los carriles se cuentan de izquierda a derecha en orden incremental) presenta dos cambios considerables entre los  $X80$  a  $X170$  *ft* de profundidad, se observa en este intervalo que la curva de resistividad tomada a diferentes DOI (10, 20, 30, 60 y 90) toma valores altos entre todas las mediciones producto del aceite contenido, así la curva  $R_{xo}$  toma ligeramente valores menores debido a que el filtrado de lodo desplazó parcialmente al hidrocarburo contenido en la formación. Los carriles 2, 3 y 4 (entre  $X80 - X170$  *ft*) muestran la distribución  $T_1$  a 1.5, 2.7 y 4 pulgadas respectivamente, se

puede observar que los fluidos contenidos estarían ligados con base al punto de corte (cutoff), sin embargo, estos relajamientos cortos y decaimiento rápido de la señal son producto de la presencia de aceite pesado. Por otra parte, en el intervalo comprendido entre los  $X170$  y  $X255$  *ft* de profundidad donde se presenta una arenisca limpia contenedora de agua libre, las curvas de resistividad (carril 1) tiene un cambio abrupto y toma valores mínimos y presenta homogeneidad en su comportamiento. Como se puede observar para este intervalo de profundidad en los carriles 2,3 y 4 la distribución  $T_1$  presentan movilidad de fluidos a partir del punto de corte, donde se observa que mientras se genera mayor profundidad en la fracción cilíndrica del pozo (DOI) el agua contenida genera ondas con amplitud más separada desde el punto de corte.

Los carriles de volúmenes de fluidos (carriles 5 al 7) muestran un alto contenido de agua ligada (color café) para una arenisca limpia. Al aplicar un DOI mayor hasta las 4 pulgadas el contenido de agua ligada se ve reducido por que estos valores se toman a partir de la zona no alterada, los DOIs de 1.5 y 2.7 pulgadas presentan mayor contenido de agua ligada debido a que estos datos representarían la zona invadida desde la pared del pozo, es así que la fracción cilíndrica No. 8 identifica una reducción el agua ligada y un aumento en la porosidad de los fluidos almacenados. Lo que se indica como “agua ligada” corresponde al filtrado de lodo que desplazó al petróleo pesado. Si la formación almacenara únicamente agua el FC No. 8 mantendría constante el valor de agua ligada, pero este se reduce debido a que se toman valores no alterados de la formación.

La permeabilidad (carril 8) para profundidades más someras (verde y azul) son bajas comparadas con la de mayor profundidad (rojo) esto sería afectado por el lodo o los recortes de la perforación que posiblemente rellenan los espacios de los poros.

La herramienta CMR tiene limitaciones para zonas de alta rugosidad debido a su única profundidad de penetración en comparación con la herramienta MR Scanner que se presenta a diferentes DOIs, sin embargo esto puede producir ciertas desventajas debido a que las señales de las fracciones cilíndricas más profundas son más débiles, generado por el espaciamiento más largo entre ecos, comparado con los petróleos pesados que poseen tiempos de relajación cortos y señales de decaimiento rápidos, por tanto la herramienta no lograría medir todo el petróleo almacenado de tal forma que los volúmenes de hidrocarburos serían subestimados.

A pesar de ello los efectos de petróleo pesado son utilizados para conocer los fluidos presentes en la formación como la presencia de agua ligada o libre, el procesamiento 4D (donde la cuarta dimensión es el DOI) permite conocer si el filtrado de lodo ha desplazado al petróleo pesado y de esta forma establecer las secciones productoras con la certeza de que la producción de agua será escasa reduciendo los costos de equipo así como la remoción de agua, este intervalo comprende a la arenisca situada entre los  $X170$  a  $X255$  pies de profundidad.



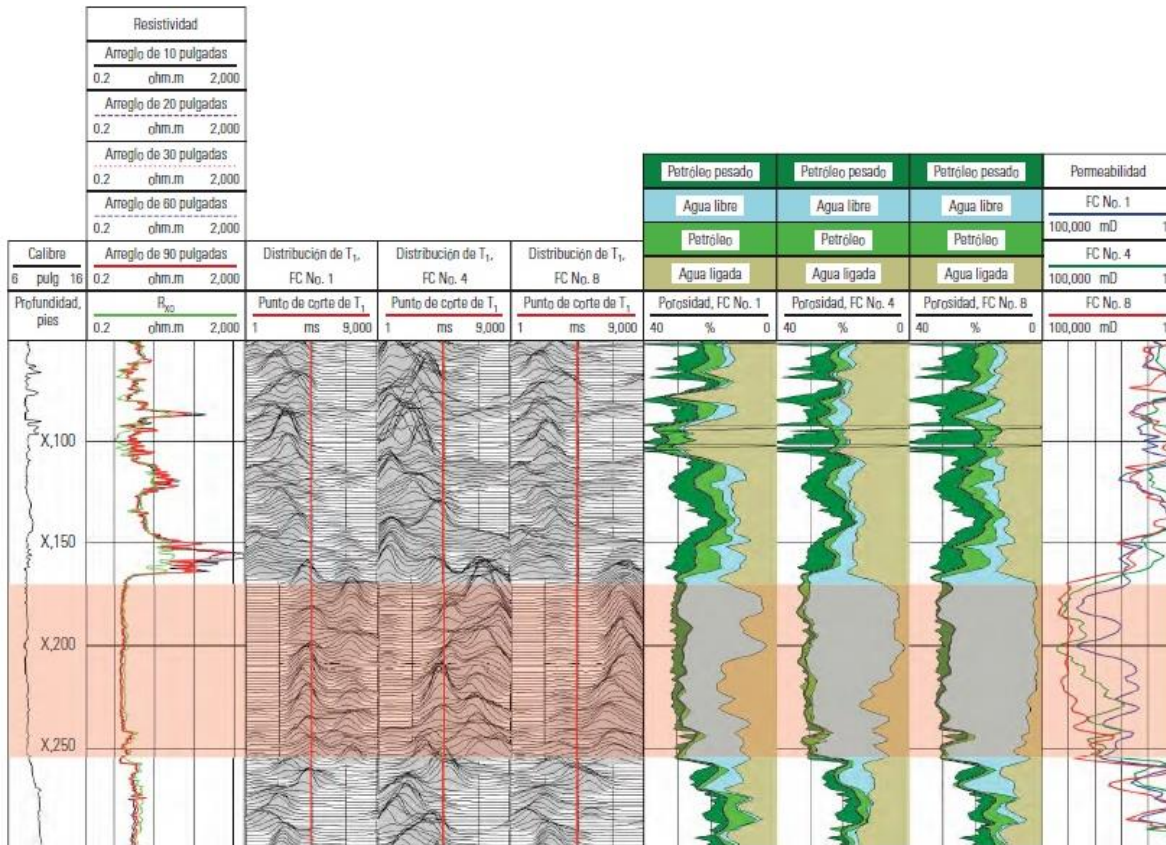


Figura 51. Perfiles radiales con invasión parcial y total del filtrado y lodo, Faja de Orinoco (tomado de Akkurt et al., 2009).

### 6.1.2 Ejemplo 2

Uno de los métodos utilizados para analizar yacimientos laminados es aplicando la herramienta MR Scanner, mediante la cual se asocia el fluido ligado a las secuencias laminadas de lutitas, y el fluido libre a las secuencias de areniscas. También se asocia para este tipo de casos la herramienta Rt Scanner de inducción triaxial que mide la resistividad horizontal ( $R_h$ ) y vertical ( $R_v$ ) donde las laminaciones con contenido de hidrocarburos presentan anisotropía eléctrica.

Las mediciones de la herramienta MR Scanner se combinan con el cálculo de la  $R_h$  y  $R_v$  de la herramienta Rt Scanner para generar respuestas más precisas de los yacimientos que presentan laminaciones. La integración anterior provee la fracción de arenisca de la formación, la porosidad y resistividad, así como la saturación de hidrocarburos.

Lo anterior es mostrado en un yacimiento de África Occidental que presenta una secuencia laminada de arenisca-lutita, el pozo en cuestión es analizado con la herramienta MR Scanner y apoyado de la herramienta Rt Scanner y datos de porosidad obtenidos de los registros de densidad-neutrón.



El registro (figura 52) muestra zonas productivas que se localizan entre los 720 a 1000 *m* de profundidad aproximadamente, las cuales se subdividen en bloques para su análisis. Los registros presentados son numerados de izquierda a derecha donde los carriles 1 y 2 muestran la existencia de un yacimiento laminado. La porosidad del yacimiento (carril 1) presenta intervalos de interés ubicados entre los 720 a 820 *m* de profundidad donde el contenido de areniscas se ve aumentado respecto al contenido arcilloso de tal manera que la curva de porosidad NMR (línea morada carril 1) tiende a acercarse al 30% de porosidad a medida que se sobrepasan los 800 *m* de profundidad, donde alcanza su máximo valor aunado al decaimiento de la curva de Rayos Gamma (color azul carril 1). Lo anterior es debido a una mayor presencia de areniscas sobre las lutitas. En dicho intervalo el registro de resistividad vertical y horizontal (carril 3), generado por la herramienta Rt Scanner, muestra una separación entre las curvas de  $R_v$  (azul) y  $R_h$  (negro) donde la curva de resistividad vertical presenta mayor variación respecto a la resistividad horizontal indicando por tanto anisotropía en el yacimiento, esto genera la imagen de anisotropía eléctrica (carril 4). La zona situada entre 720 y 820 *m* se muestra como la zona con mayor laminación debido a los cambios en la curva de anisotropía no así las zonas más profundas donde la formación tiende a ser más homogénea.

El fluido libre es identificado por la distribución  $T_2$  de la NMR (carril 5) del lado derecho del punto de corte, prácticamente toda la zona es productiva a excepción de ciertos intervalos pequeños que engloban los 820 a 850 *m* y 900 a 920 *m* de profundidad donde la presencia de arcillas aumenta respecto a la arenisca causando la presencia de fluido ligado. Respecto a las fracciones de arenisca (carril 6) esta se generó mediante la NMR y la herramienta Rt Scanner. Con base en la descripción de los carriles anteriores, se confirma mayor contenido de arenisca donde alcanza un valor cercano al 100% (fracción de arenisca) entre los 800 a 820 *m* de profundidad donde incluso, la curva  $R_h$  y  $R_v$  tienden a ser más similares por lo que la laminación se vería reducida provocando una zona más homogénea respecto a las demás zonas productivas. Este volumen de arenisca se reduce a partir de los 820 *m* y hacia el fondo, donde el contenido de arcilla vuelve aumentar provocando fluido ligado como se muestra en el carril 5.

La curva de resistividad de arenisca (carril 7) presenta una forma similar a la porosidad NMR, considerando los altos valores de resistividad entre los 720 y 820 *m* de profundidad y relacionando con los registros anteriores se puede afirmar presencia de hidrocarburos en todo el intervalo, principalmente la zona cercana entre los 800 y 820 *m* de profundidad donde tiene los valores más altos de resistividad. Así las saturaciones de NMR (carril 8) indican petróleo en todo el intervalo analizado, así como OBM (lodo a base a de aceite) y en menor proporción agua. En cuanto al volumen de hidrocarburos (carril 9), estos se muestran de manera comparativa mediante datos NMR (verde) y Rt Scanner (rojo) donde se genera cierta similitud entre ambas curvas sin embargo la curva de la herramienta Rt Scanner muestra un mayor volumen producto del yacimiento laminado. También se

muestra la curva AIT (negro) que subestima el contenido real de hidrocarburos contenidos, reduciendo así el volumen productivo.

Existen además dos zonas para resaltar, estas se encuentran entre los 860 a 900 *m* y entre 925 a 1000 *m* de profundidad, la zona que divide ambos intervalos se puede observar por la porosidad de la arenisca (carril 1) y la fracción de la arenisca (carril 6) donde existe mayor presencia de las lutitas ligado a la disminución de la fracción de arenisca. Cerca de los 940 *m* de profundidad el registro de densidad-neutrón genera una inversión de sus curvas lo cual indicaría contenido de gas mismo fenómeno ocurre a los 1000 *m* de profundidad. Respecto a la herramienta Rt Scanner (carril 3) la curva de resistividad horizontal y vertical tienden a ser más cercanas entre sí, sin embargo, dada la laminación del yacimiento la resistividad vertical  $R_v$  (azul) sigue teniendo valores más altos, la anisotropía identificada por la herramienta tiene una curva menos abrupta que el intervalo más superficial, específicamente a 940 *m* como se mencionó anteriormente la anisotropía es casi cero por lo que se presentaría una arenisca limpia.

La resistividad de arenisca oscila constantemente entre los dos intervalos mencionados y es cercana a cero a los 920 *m* de profundidad, a medida que se profundiza el incremento de la resistividad va en aumento debido al incremento en la fracción de arenisca. Para el mismo intervalo (925 – 1000 *m*) en el carril de anisotropía (carril 4), se observa que la curva tiende a ser más homogénea debido al incremento de arenisca con lo que se reduce la laminación en la formación, así mismo las curvas  $R_h$  y  $R_v$  se tienden a empalmar mostrando así que la laminación se vería disminuida y se presentaría únicamente arenisca.

La saturación de fluidos (carril 8) muestra mayor contenido de OBM en el intervalo de 860 a 900 *m* de profundidad, mientras que de los 925 a los 1000 *m* de profundidad el petróleo presenta mayor proporción. Finalmente, el volumen de hidrocarburos (carril 9) en el intervalo de 860 a 900 *m* de profundidad tiene similitud con el presentado entre los 720 a 800 *m*, luego hay un decaimiento del volumen debido a la presencia de lutitas y fluido ligado, y a medida que se gana profundidad el volumen de petróleo aumenta, nuevamente la curva de la herramienta Rt Scanner (rojo) da un mayor contenido debido a la laminación alcanzando sus mayores valores a los 1000 *m* de profundidad. El Arreglo AIT mediante la ecuación de Archie subestima los valores y genera menor volumen estimado de hidrocarburos en el yacimiento por lo que las herramientas Scanner cuantifican y mejoran las estimaciones.

El diagrama de Klein aplicado a este yacimiento incorpora los datos de Rt Scanner, así como las mediciones de porosidad. La zona productiva propuesta anteriormente se muestra mediante un *flag* color magenta situado en el carril 3 de resistividades. Los puntos situados en la parte superior del diagrama corresponden a las zonas de pago donde el fluido contenido en las areniscas es libre y quedan representados por la familia de curvas rojas indicadas en el diagrama, y cuyos valores productivos se relacionan con el carril 3 de resistividades donde se localiza la zona con mayor anisotropía y donde la distribución

$T_2$  (carril 5) muestra la movilidad del fluido dado el punto de corte. La familia de curvas azules de la gráfica representa la fracción de arcilla donde esta aumenta a medida que se llega al punto de corte de tal forma que el ala inferior de la gráfica representa las zonas no productivas, esto se puede observar en el carril 6 donde la fracción de arcilla suele ser superior a la arenisca en los intervalos de 700 a 725, 840 a 860 y a los 900 a 910 m de profundidad aproximadamente.

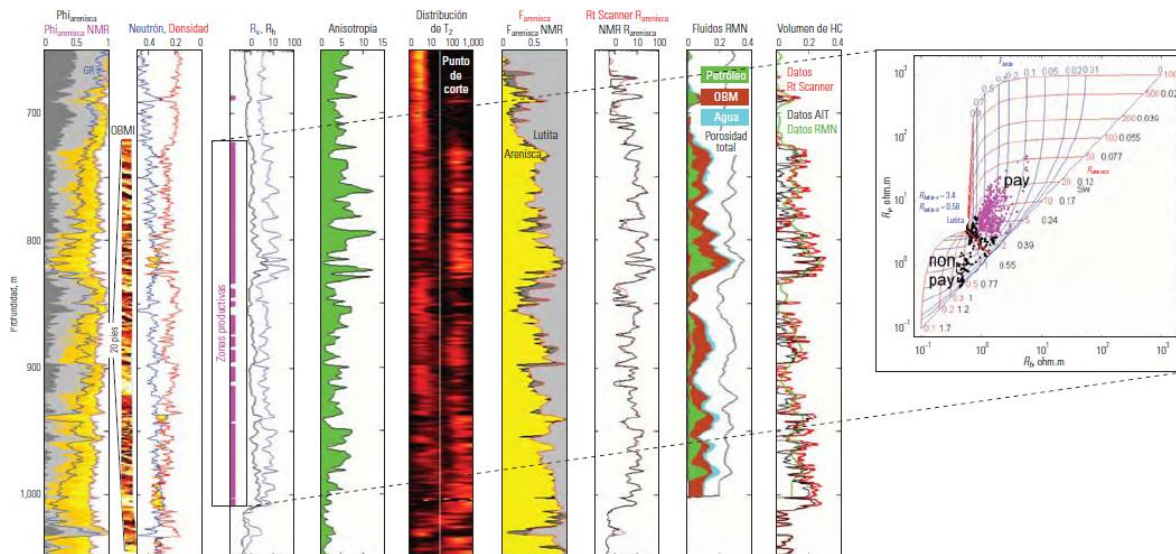


Figura 52. Integración de registros de un yacimiento laminado (tomado de Akkurt *et al.*, 2009).

## 6.2 Herramienta Sonic Scanner

Dentro de las grandes ventajas que tiene la aplicación de la herramienta Sonic Scanner se encuentran la medición en agujero descubierto, en formaciones isotrópicas como anisotrópicas, homogéneas y heterogéneas, así como datos generados detrás de la tubería de revestimiento con una alta resolución señal-ruido permitiendo medir los efectos mecánicos de la formación.

### 6.2.1 Ejemplo 1

Existen situaciones donde las velocidades de la formación son muy lentas, tal que la velocidad de la onda P se aproxima a la del lodo, de esta forma la onda P pierde energía en lo que se conoce como onda P con fugas y suele ser dispersiva. Un ejemplo de esta situación aparece en la Formación Antílope del campo petrolero Cymric (figura 53) que se localiza en el Valle de San Joaquín, California. La formación está compuesta por diatomitas y cristobalitas además la permeabilidad es baja cerca de los 2 *mD*.

En este caso, los registros sísmicos dipolares lograron detectar magnitudes y direcciones de la anisotropía que cambian con la profundidad, por lo que conocer la anisotropía puede ser fundamental para el diseño de las operaciones por fracturamiento hidráulico.

El carril 2 muestra la curva de rayos gamma (color verde) cuyo rango oscila entre los 30 a 60 API, si esto se compara con la curva de anisotropía (carril 4) basadas en la lentitud (borde izquierdo) y el tiempo (borde derecho), se puede ver que los valores mínimos registrados por la herramienta de rayos gamma coinciden con los puntos más altos de anisotropía, por ejemplo, el intervalo de 1170 a 1190 *ft* de profundidad. En cuanto al azimut obtenido en el carril 3 (curva roja), esta se mantiene constante en las zonas marcadas como anisotropía medidas por el carril 4 a excepción donde se observaría el cambio litológico cercano a los 1500 *ft* de profundidad donde la curva presenta cambios bruscos, donde la anisotropía medida en el tiempo (borde derecho) presenta el mayor intervalo desde los 1555 hasta los 1590 *ft* de profundidad, equivalente a 35 *ft* de espesor.

Gran parte del registro presenta zonas de anisotropía que se indica por la separación de la energía de fuera de línea máxima y mínima (carril 1), a excepción de puntos muy específicos donde la curva de anisotropía no detecta cambios y estos es comparado con la curva de azimut de onda rápida precisando la profundidad de 1480 *ft* donde al mantenerse constante la medición indica nueva orientación (*NE 67*) justo donde comienza el cambio hacia la cristobalita.

En la zona de diatomita hasta los 1500 *ft* de profundidad, la lentitud de las ondas de corte derivada del procesamiento de las curvas del dispersión del modo flexural es mayor, mostrando valores que oscilan entre los 700  $\mu s/ft$  hasta los 900  $\mu s/ft$  (carril 4, curva azul), y por debajo del límite de los 1500 *ft* la lentitud de las ondas de corte decrece desde los 300  $\mu s/ft$  hasta los 500  $\mu s/ft$  que pertenecen a la zona de la cristobalita, de tal forma que el carril 4 muestra que la magnitud de la anisotropía oscila entre 4 y 8% aproximadamente. La anisotropía basada en la lentitud se calcula dividiendo la diferencia entre las lentitudes de las ondas de corte rápidas y lentas por su promedio, a ese mismo carril se incluyen la lentitud de la onda de Stoneley (negro), lentitud de las ondas P (verde).

Para formaciones lentas el análisis de fuentes dipolares (carril 5) resulta efectivo comparado con el monopolar debido a que las fuentes monopolares no pueden excitar las ondas de corte, mientras que las fuentes dipolares si lo logran además de las flexurales, al ser dispersivas su lentitud varía con el tiempo lo que indica que la forma de la onda se estira lo cual se puede observar desde el inicio del registro y hasta los 1500 *ft* de profundidad, donde se hace dispersiva para la zona de cristobalita.

El gráfico STC (carril 6 y 8) se basa en la semejanza de la forma de las ondas generando una curva de dispersión en cada profundidad, la cual mantiene cierta continuidad a excepción de los 1400 *ft* de profundidad donde incluso la onda compresional y de Stoneley (carril 4) así como la forma de onda (carril 5) varía considerablemente, además del cambio litológico presentado (1500 *ft*) donde la forma de onda varía debido al cambio litológico. La creación de los gráficos SFA obtenidos por la herramienta Sonic Scanner proveen de un mejor control de calidad (carril 7 y 9), estos se obtienen de manera análoga al gráfico STC mediante curvas de dispersión a cada profundidad utilizando las ondas flexurales dipolares. Para la obtención

de un control de calidad adecuado se debe sobreponer la imagen STC sobre la SFA y si las curvas se ajustan la calidad en la estimación de la lentitud de la formación es confiable, en consecuencia, se genera una mejor estimación de la lentitud de las ondas compresionales en las zonas del yacimiento.

Gracias a ello se puede planificar correr la herramienta en pozos del mismo campo ya que se asegura que las velocidades sísmicas soportarán el mapeo de fracturamiento hidráulico permitiendo incrementar la producción de hidrocarburos en el yacimiento.

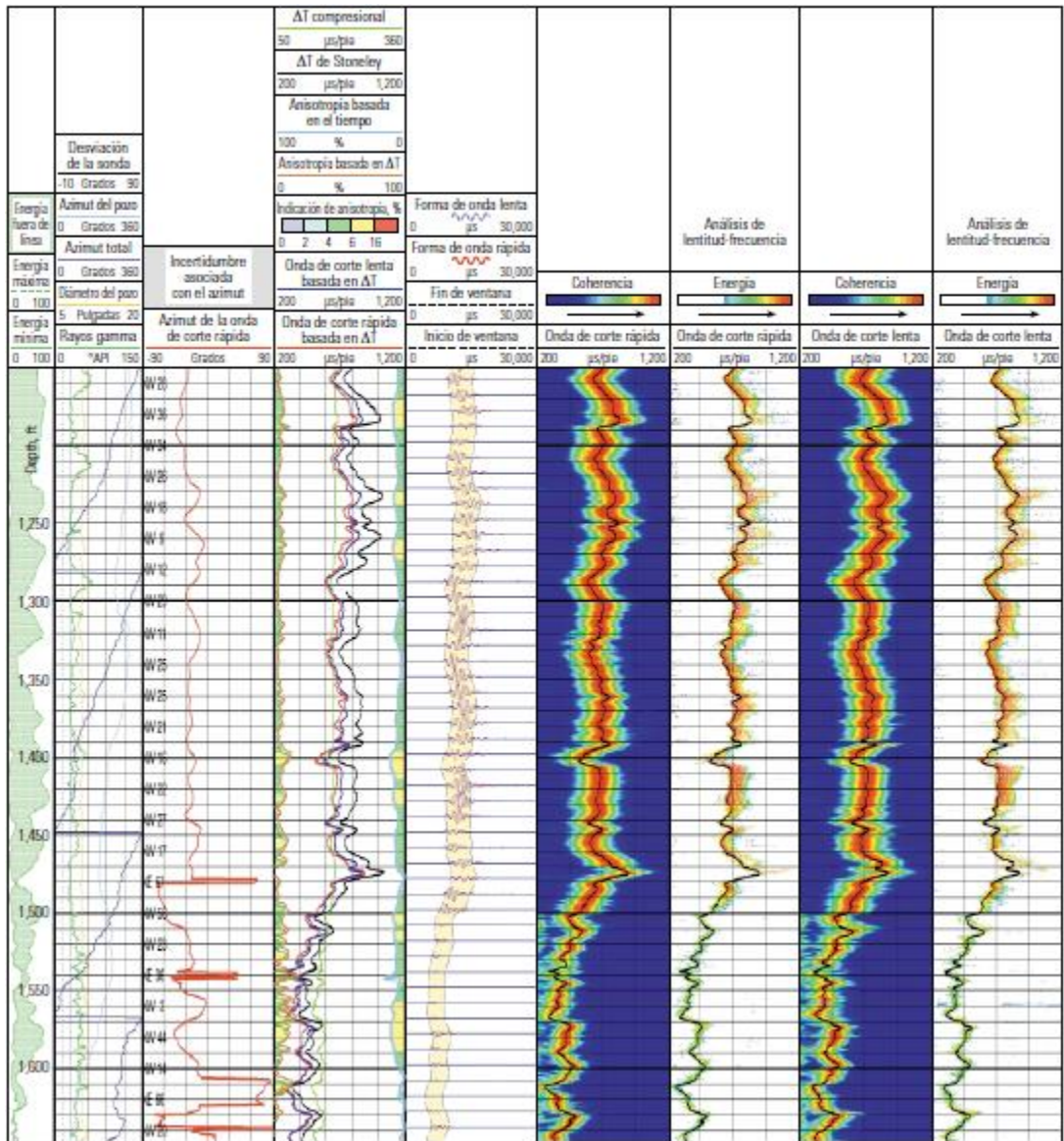


Figura 53. Registro de ondas flexurales de la Formación Antilope localizada en el campo Cymric en el estado de California. El registro se compone de 9 carriles de izquierda a derecha comenzando con la profundidad hasta las proyecciones STC y SFA (tomado de Arroyo-Franco et al., 2006).

## 6.3 Herramienta Rt Scanner

### 6.3.1 Ejemplo 1

Como se presenta en la figura 54, la descripción de la formación de este caso presenta dos zonas productivas de gas donde la litología del yacimiento presenta capas de arena alternadas con lutitas. En una primera etapa de adquisición se obtuvieron registros mediante tecnología convencional utilizando únicamente la medición de la resistividad horizontal (resistividad convencional de inducción) de la formación relacionándolo con los registros nucleares (densidad-neutrón y rayos gamma).

La litología y contenido de fluidos se presentan en el carril 1 donde se tiene presencia de agua libre (área color azul) entre los  $X150$  a  $X300$  *ft* de profundidad, los dos intervalos de gas (área color rojo) se concentran entre los  $X150$  y  $X270$  *ft* (donde el volumen se reduce respecto a la profundidad). Entre los  $X220$  a  $X260$  *ft* de profundidad, el contenido de arcilla (café) y arenas (amarillo) es similar, también se observa en general que en todo el intervalo donde la curva GR (verde) decae (por ejemplo, en las zonas productivas) se identifica como indicador de mayor contenido de arenas. La imagen de rayos gamma (carril 3) se combina con la fracción de arena contenida en la formación para mostrar la presencia de arenas, en la zona más somera ( $X100 - X150$  *ft*) el ancho del espectro es mínimo por altos valores de GR indicios de arcillas, además esto se relaciona con el agua ligada presente en el intervalo. La fracción de arenas se ve aumentada por los valores bajos detectados por el registro de rayos gamma que corresponden a las zonas productivas de gas, el espectro se reduce y se presentan nuevamente contenido arcilloso funcionando como una trampa.

La relación entre el registro de densidad-neutrón (carril 4) con el de rayos gamma, muestra alto contenido arcilloso debido a la separación entre sus curvas exceptuando tres zonas distintas (indicadas como N-D Xover). La curva de densidad tiene un valor promedio de  $2.05$   $g/cm^3$  por lo que la porosidad de la roca se ve disminuida respecto a la porosidad aparente de las zonas de arcilla, en cuanto a la curva de porosidad neutrón esta genera altos valores por el contenido de hidrógeno contenido por parte del agua de formación, principalmente en las zonas de contenido arcilloso. Dentro del registro analizado se localizan tres zonas donde las curvas se invierten indicando gas en la formación ( $150 - X155$  *ft*,  $X188 - X192$  *ft* y  $X268 - X271$  *ft* aproximadamente). El registro de resistividades (carril 5) confirma la presencia de gas dado que la curva de resistividad tiene puntos de inflexión en las zonas previamente comentadas.

La saturación de agua  $S_w$  a partir del análisis de resistividad genera valores cercanos entre  $0.8$  a  $1$  ( $v/v$ ), a excepción de las zonas contenedoras de gas para los cuales el  $S_w$  se reduce a un  $0.3$  ( $v/v$ ) en  $155$  *ft* y  $0.6$  ( $v/v$ ) para los  $270$  y  $280$  *ft* de profundidad. La curva de resistividad confirma esto por su comportamiento en altos valores para el gas ( $4$   $ohm \cdot m$ ) y mínimos para la zona de agua de formación ( $0.8$   $ohm \cdot m$ ). El volumen de fluidos (carril 7) muestra un alto contenido de agua de formación comparado con la cantidad de gas, por lo



que la zona de pago se ve reducida en intervalos cortos alrededor de 15 *ft* considerando en suma todas las zonas productoras.

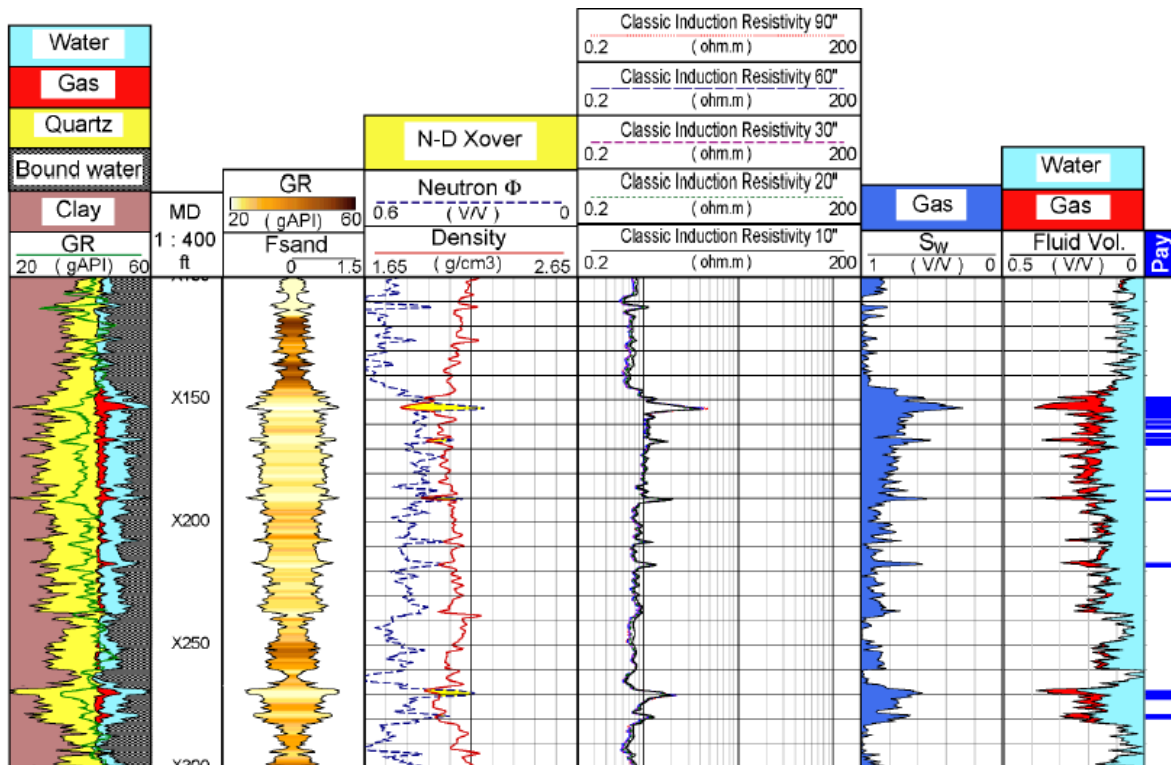


Figura 54. Interpretación usando resistividad horizontal derivada del registro de inducción regular y registros nucleares (tomado de Clavaud *et al.*, 2005).

En el registro anterior (figura 54) se observa los valores de resistividades medidos de manera horizontal que oscilaban entre los  $0.8 - 4 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ . Con relación a la laminación de la formación los valores más altos ( $4 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ ) pertenecen a las capas más gruesas mayores a  $2 \text{ ft}$  mientras que los valores mínimos obtenidos están relacionados con la laminación del yacimiento. La paleta de colores (carril 4, figura 55) muestra la relación de conductividad y resistividad medida desde la pared del pozo mostrando los puntos más altos en resistividad en las zonas contempladas como almacén de gas.

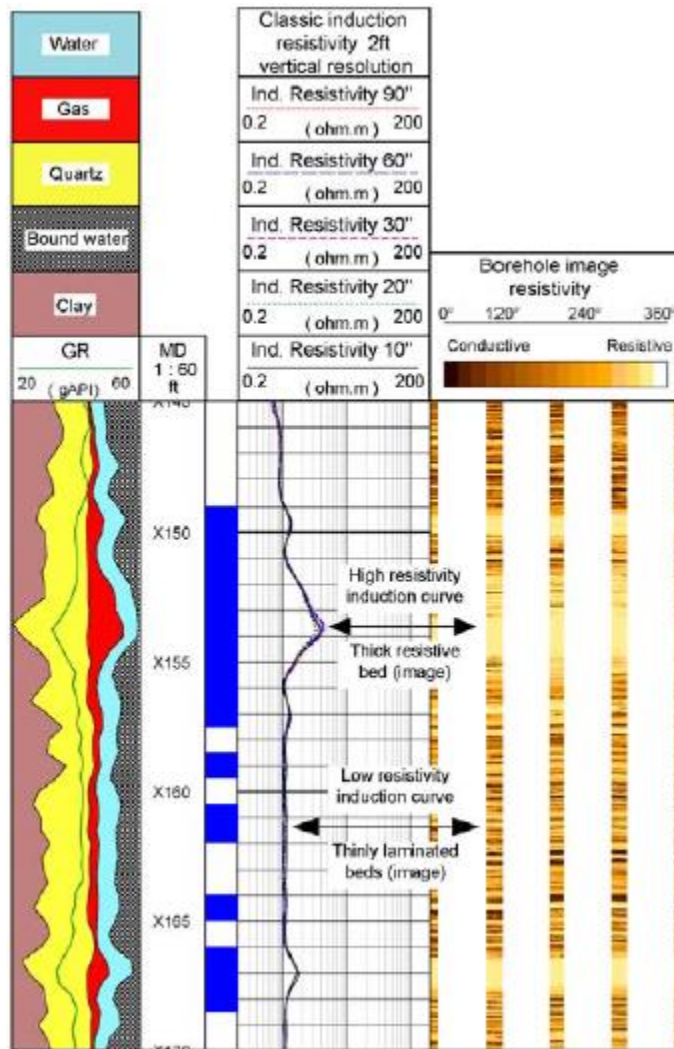


Figura 55. Las imágenes de resistividad del pozo muestran que la resistividad más alta leída por la herramienta de inducción regular es de solo  $4 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ , y está asociada con las capas gruesas ( $> 2 \text{ ft}$  de espesor), mientras que las bajas cercanas todas a  $0.8 - 1 \text{ ohm} \cdot \text{m}$  están asociadas con laminaciones (tomado de Clavaud *et al.*, 2005).

El uso de la herramienta Rt Scanner en este caso, muestra la resistividad de la formación tanto de forma horizontal ( $R_h$ ) como vertical ( $R_v$ ), es de esta manera como se determina la laminación de la formación y por tanto la anisotropía eléctrica (carril 1, figura 56). La resistividad horizontal sigue mostrando cierta homogeneidad, pero la medición vertical muestra los cambios litológicos de la formación debido a valores cercanos a los  $200 \text{ ohm} \cdot \text{m}$  entre los  $X152 - X155 \text{ ft}$  y  $120 \text{ ohm} \cdot \text{m}$  entre los  $X159 - X168 \text{ ft}$ , verificando así la presencia de gas, estos intervalos mayores corresponden a las capas más gruesas de la formación.



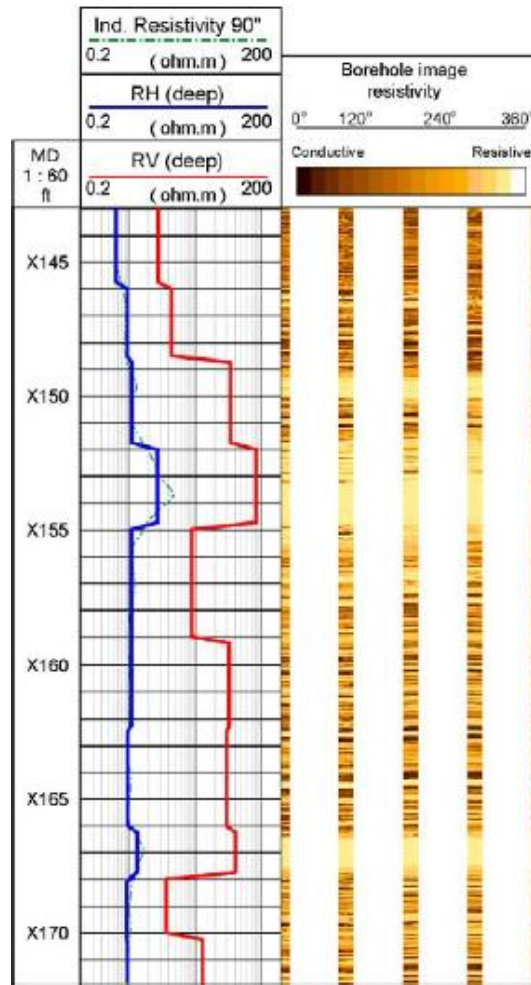


Figura 56. Las imágenes de resistividad del pozo muestran un buen ajuste con las capas detectadas por la herramienta de inducción triaxial (tomado de Clavud *et al.*, 2005).

La anisotropía observada por la formación a partir del análisis de laminación arena-lutita, produce valores de  $S_w$  más bajos al realizar análisis convencional utilizando únicamente la resistividad horizontal de la formación.

Se pueden observar variaciones entre las resistividades horizontal y vertical (carril 5, figura 57). Para la resistividad vertical en las zonas marcadas como contenedoras de gas, los valores encontrados están cercanos a  $200 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ .

Con base en lo anterior, se puede obtener un mejor valor de saturación de agua  $S_w$  para comparar la variación entre el registro convencional y el calculado aplicando la herramienta Rt Scanner para la obtención de la anisotropía. Es así como la estimación de  $S_w$  pasó de estar entre el 80% al 100% a tan solo un 20% y 50% de  $S_w$  en la formación, logrando así un incremento considerable en el cálculo de la acumulación de gas debido a un valor más pequeño para el  $S_w$  promedio. La zona de pago de la formación (figura 57, carril 7- zona color verde) se ve incrementada en comparación del análisis convencional. Como resultado

se muestra una zona productiva para el intervalo localizado entre los  $X150\text{ ft}$  hasta los  $X220\text{ ft}$  y un incremento en el intervalo más profundo situado a los  $X270\text{ ft}$  de profundidad.

Finalmente, la comparación entre el volumen de gas contenido mediante la resistividad horizontal y por anisotropía se muestra en los carriles 8 y 9 respectivamente donde el contenido de agua ligada (gris) se mantiene constante en ambos casos sin embargo el contenido de gas (rojo) se ve incrementado por efecto de la anisotropía presente en la formación en los intervalos ya mencionados.

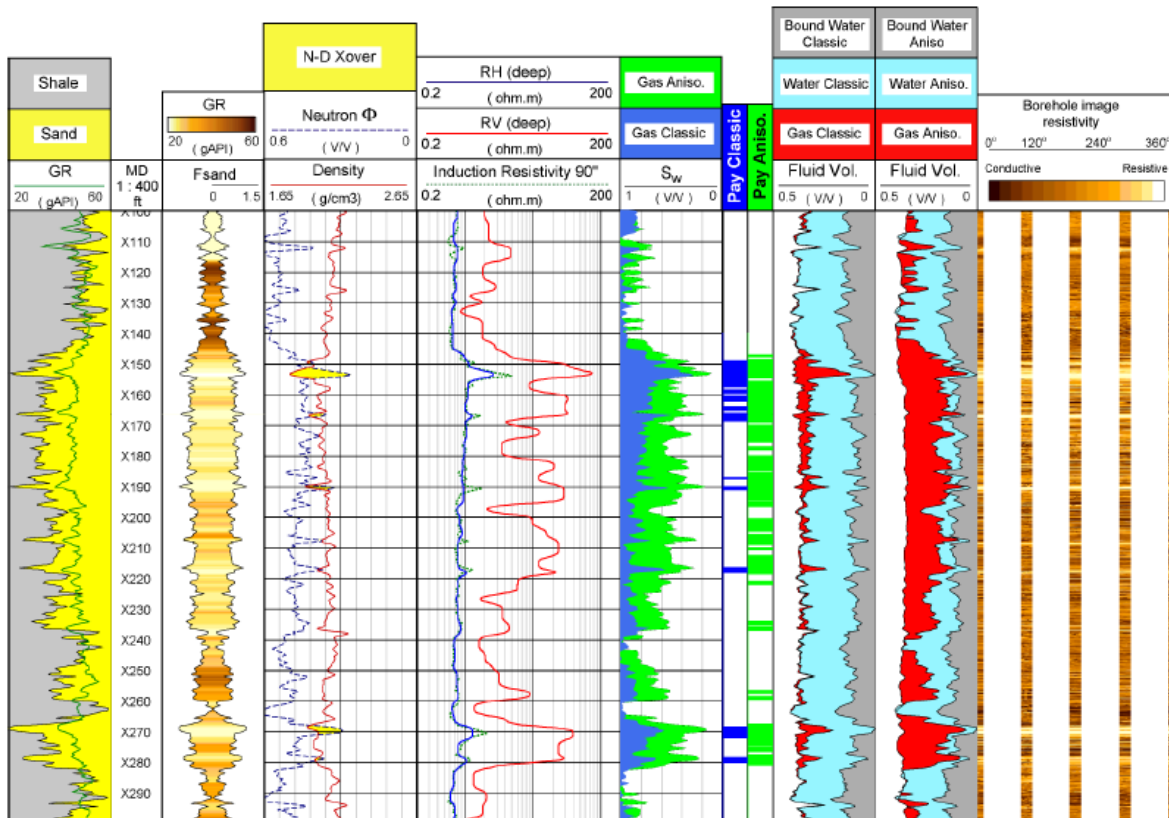


Figura 57. Presentación de los cambios generados en el volumen de gas aplicando la anisotropía de resistividad eléctrica (tomado de Clavaud et al., 2005).

Las lecturas de la herramienta RT Scanner se ven influenciadas por la alta laminación de este caso, lo que conduce a determinar la anisotropía de esta formación.

Un beneficio extra de utilizar las propiedades derivadas de la anisotropía de resistividad es la estimación del espesor de pago (Net-pay). En comparación del análisis convencional y la herramienta de inducción triaxial Rt Scanner, el espesor de pago varía indudablemente, mientras que en la interpretación convencional el Net-pay es de tan solo 15% en relación con los intervalos (figura 57, carril 7). La relación de pago utilizando la anisotropía de resistividad aumenta hasta un 40% aproximadamente (figura 57, carril 7), por lo que el contenido de hidrocarburo comercial es mayor para este caso.

## 7. CONCLUSIONES

Mediante el análisis realizado para las tres herramientas de registros geofísicos de nueva generación; MR Scanner, Sonic Scanner y Rt Scanner, se da origen a una serie de conclusiones a partir de las observaciones vistas respecto a su aplicación y aportación en la caracterización de yacimientos. Dichas aportaciones han permitido obtener una mejor respuesta y detalle a lo que antes se podía pasar por alto, esto no significa que las herramientas de la Familia Scanner reemplazarán a los registros ya conocidos, sino que ofrecerán una alternativa más para superar las limitaciones que suelen producirse en yacimientos más complejos.

A continuación, se mencionarán los aspectos más relevantes para cada herramienta:

### MR Scanner

- La tecnología de NMR ofrece una nueva alternativa en mediciones de las propiedades de fluidos y saturaciones de estos, permitiendo la visualización de los cambios que se producen lateralmente a lo largo del pozo y horizontalmente hacia el interior de la formación.
- La NMR puede detectar y distinguir fluidos diferentes, conociendo los límites entre cada uno dentro del yacimiento, gracias a esta capacidad se logra una mejor caracterización de este y permite mejoras en la producción, mayor eficiencia y tasas de recuperación más altas.

### Sonic Scanner

- Debido al agregado de la dimensión radial y de múltiples profundidades de investigación, esta herramienta ha logrado realizar caracterizaciones mejoradas de las propiedades acústicas en las formaciones heterogéneas y anisotrópicas.
- A partir de ello se logra predecir cómo se comportarán las formaciones y los fluidos durante las operaciones de perforación, estimulación y producción de los hidrocarburos.
- El diseño de la herramienta con componentes acústicos provee de formas de onda de mejor calidad y mayor rango de frecuencias, de tal forma que las capacidades mencionadas, permiten la estimación de la lentitud “Slowness” de las ondas en formaciones lenta, también se logra medir anisotropías azimutales, y permite la aplicación de las ondas de Stoneley para la estimación de la movilidad del fluido, así como una correcta evaluación de fracturas naturales.

- Los controles de calidad junto con el análisis de lentitud y frecuencia permiten estimaciones de los valores de lentitud obtenidos con el análisis de dispersión.

### **Rt Scanner**

- Las mediciones de inducción triaxial provistas por la herramienta aportan nueva información como la resistividad corregida por el echado de la formación, así como las propiedades de yacimientos laminados entre areniscas-lutitas.
- Así las secuencias laminadas de arenas y lutitas podrían identificarse de manera más rápida y confiable, logrando una mejor determinación del espesor de pago (NetPay).
- Las rutinas de inversión aplicadas en la perforación del pozo, proporciona mediciones más exactas en el cálculo de saturación de agua en tiempo real, lo que mejoraría la identificación de zonas óptimas para la medición de la presión y la extracción de muestras de fluidos.

Las herramientas presentadas siguen evolucionando en la búsqueda de mejores resultados, hasta la fecha se siguen desarrollando respuestas donde se busca generar una incorporación entre cada herramienta de tal forma que estas puedan brindar una mejor caracterización.

La implementación de las herramientas de la Familia Scanner ha logrado superar muchas de las barreras que hasta hace unos años era imposible de lograr. A medida que se ha avanzado tecnológicamente, así como la inclusión de software cada vez más sofisticado, podemos generar mejores imágenes y caracterizar cada yacimiento de una manera más apropiada. Cada herramienta soluciona aspectos particulares de la formación y a pesar de que dichos métodos fueron incluidos con anterioridad, el avance tecnológico ha renovado el interés a medida que se ofrecen nuevas posibilidades en la evaluación petrofísica, y el potencial para localizar y explotar de la manera más apropiada zonas que anteriormente fueron pasadas por alto y que no fueron completamente caracterizadas.

Con el desarrollo de este trabajo de tesis, también se documenta un compendio de la teoría de funcionamiento de cada herramienta de la familia de registros Scanner, da a conocer sus limitaciones y características físicas para cada sonda. Lo anterior permite expandir el conocimiento de estas tecnologías y su aportación a la caracterización de formaciones, producción de hidrocarburos y perforación de pozos.

## **8. RECOMENDACIONES**

- El conocimiento adecuado de las herramientas permitirá incrementar el área de oportunidad en su aplicación mediante casos particulares y pozos clave como la identificación de las propiedades del fluido, mejora en el cálculo de NetPay y diseño de fracturamiento hidráulico.
- Establecer los lineamientos de una interpretación básica ayudará en la interacción con las compañías de servicios al poseer una información sólida del conocimiento de dicha tecnología.
- De esta forma se podrá establecer una interpretación con los resultados entregados por cada compañía de servicios.
- Se llevará a cabo sesiones de discusión con los especialistas de cada compañía con los resultados obtenidos de esta tecnología lo cual dará pie a solicitar revisiones de mejora y profundidad en el conocimiento de cada servicio.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

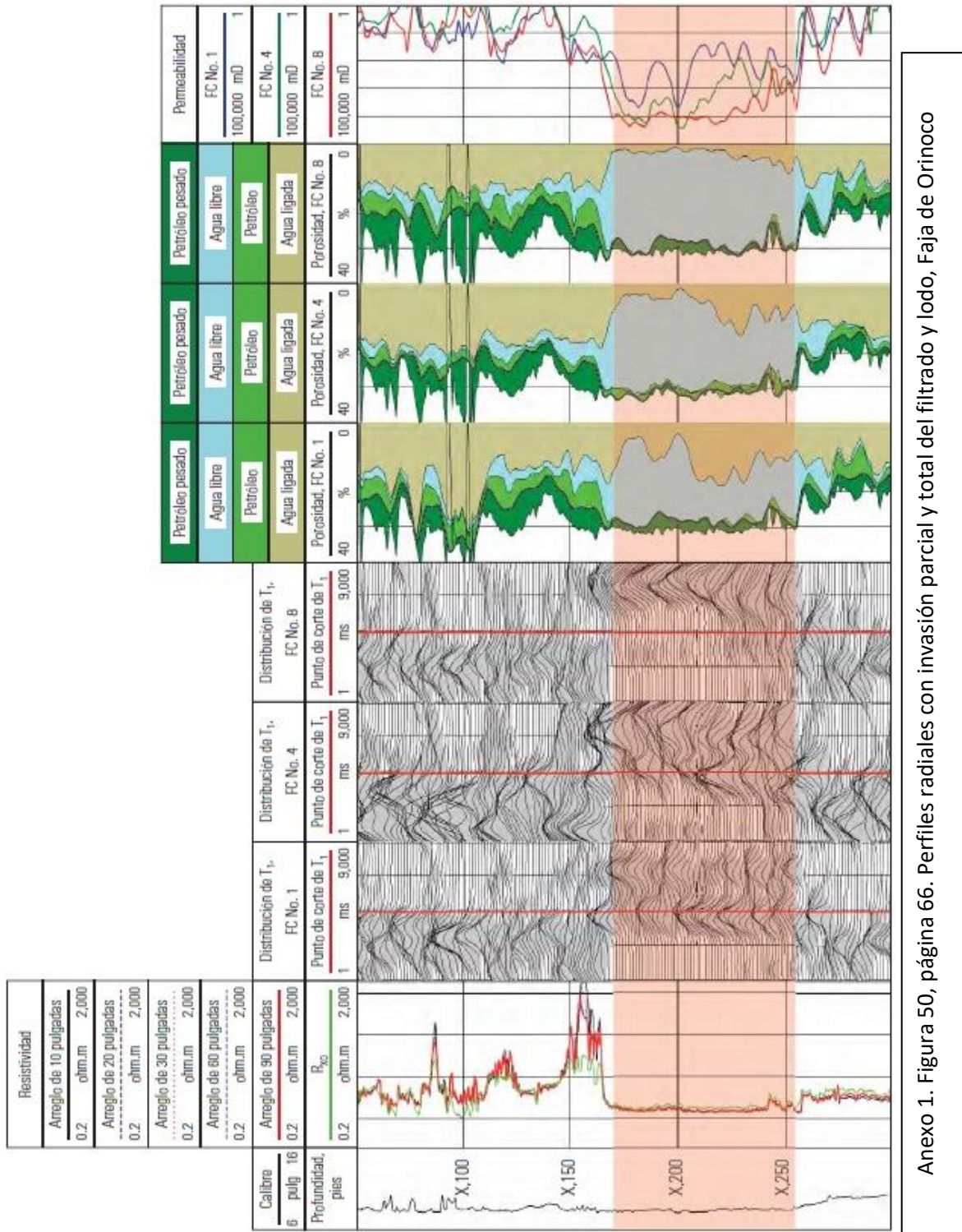
- Alford, J., Blyth, M., Crowe, J., Loreto, J., Mohammed, S., Pistre, V. y Rodríguez-Herrera, A. (2012). Perfilaje sísmico durante la perforación: Respuestas de corte. *Oilfield Review*, Volume, 24, No. 1, 4-17.
- Anderson, B., Barber, T., Aboubakar, A., Broussard, T., Chen, K., Davydycheva, S., Druskin, V., Habashy, T., Homan, D., Minerbo, G., Rosthal, R., Schlein, R., Wang, H. (2004). Determining Formation Resistivity Anisotropy In The Presence Of Invasion. *SPE International*. 1-25.
- Anderson, B., Barber, T., Leveridge, R., Bastia, R., Saxena, K. R., Tyagi, A. K., Clavaud, J. B., Coffin, B., Das, M., Hayden, R., Klimentos, T., Minh, C. C., Williams, S. (2008). La inducción triaxial: Un nuevo ángulo para una vieja medición. *Oilfield Review*, 64-84.
- Anderson, B., Bryant, I., Lüling, M., Spies, B., Helbig, K. (1994). *Oilfield Anisotropy: Its Origins and Electrical Characteristics*. *Oilfield Review*, 48-56.
- Armstrong, P., Ireson, D., Chmela, B., Dodds, K., Esmersoy, C., Miller, D., Hornby, B., Sayers, C., Schoenber, M., Leany, S. y Lynn, H. (1994). The Promise of Elastic Anisotropy. *Oilfield Review*, 36-47.
- Arroyo-Franco, J. L., Mercado-Ortiz, M. A., Renlie, L. y Williams, S. (2006). Imágenes de la pared del pozo y sus inmediateces. *Oilfield Review*, 16-35.
- Brie, A., Endo, T., Hoyle, D., Codazzi, D., Esmersoy, C., Hsu, K., Denoo, S., Mueller, M. C., Plona, T., Shenoy, R. y Sinha, B. (1998). New Directions in Sonic Logging. *Oilfield Review*, 40-55.
- Brownstein, K. R. and Tarr, C. E. (1979). Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells, *Phys. Rev. A*, 19, 2446–2453, doi:10.1103/PhysRevA.19.2446, 1979.
- Carr, H. Y. Purcell, E. M. (1954). Effects of Diffusion on Free Precession in Nuclear Magnetic Resonance. *Physical Review*. Volume. 94, Number 3; P 630-638.
- Castelijns, C., Badry, R., Decoster, E., Hyde, C. (sin año). Combining NMR and formation tester data for optimum hydrocarbon typing, permeability and producibility estimation. *Schlumberger*. 1-14.
- Clavaud, J. B., Nelson, R., Guru, U. K., Wang, H. (2005). Field example of enhanced hydrocarbon estimation in thinly laminated formation with a triaxial array induction tool: a laminated sand-shale analysis with anisotropic shale. *SPWLA 46, Annual Logging Symposium*, 1-15.
- Coates, G. R. Xiao, L. Prammer, M. G. (1999). *NMR Logging: Principles y Applications*. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Doll, H. G. (1949). Introduction to induction logging and application to logging of wells drilled with oil base mud. *Petroleum transactions, AIME*. 148-162.
- Dunn, K. J. Bergman, D. J. Latorraca, G. A. (2002). *Nuclear Magnetic Resonance Petrophysical and Logging Applications*. First edition 2002, volumen 32.
- Freedman, R. (2006). *Advances in NMR logging*. P 60-66.
- Freedman, R., Cao Minh, C. Gubelin, G. Freeman, J. McGinnes, T. Terry, R. Rawlence, D. (2001). Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analysis in Gas-Bearing Formations. *SEP Journal*. P 452-464.

- Freedman, R. y Heaton, N. (2004). Fluid Characterization using Nuclear Magnetic Resonance Logging. *Petrophysics*. Vol. 45, No 3; P 241-250.
- Haldorsen, J., Johnson, D. L., Plonta, T., Sinha, B., Valero, HP. y Winkler, K. (2006). Acústica de pozo. *Oilfield Review*, 36-45.
- Kumar, A., Klimentos, T., Sarkar, A., Sinha, A. y Nath, G. (2008). Permeability Determination from Stoneley Waves in Gas Saturated Sands, India: A Case Study. *SPWLA 49th Annual Logging Symposium*, 1-11.
- Meiboom, S. Gill, D. (1958). Modified Spin-Echo Method for Measuring Nuclear Relaxation Times. *The Review of Scientific Instruments*. Volumen 29, Number 8; 688-691.
- Mengana, Y., Lores, M. (2015). Determinación de los tiempos de relajación  $T_1$  y  $T_2$  en disoluciones de caña de azúcar. Vol. 28, No. 1, 365-377.
- Minh, C. C., Clavaud, J. B., Sundararaman, P., Froment, S., Caroli, E., Billon, O., Davis, G., Fairbairn, R. (2007). Graphical Analysis of Laminated Sand-Shale Formations in the Presence of Anisotropic Shales. *SPWLA 48th Annual Logging Symposium*. 1-11.
- Moran, J. H., Kunz, K. S. (1958). Some effects of formation anisotropy on resistivity measurements in boreholes. *Geophysics*, Vol. XXIII, No. 4, 770-794.
- Moran, J. H., Kunz, K. S. (1962). Basic theory of induction logging and application to study of two-coil sondes. *Geophysics*, Vol. XXVII, No. 6, Part 1, 829-858.
- Pacheco, C., Soto, J. A. (2008-2009). Corrientes de Foucault. Medida de conductividad eléctrica por inducción electromagnética. 1-15.
- Pérez Méndez, L. (2009). Espectrómetro de Resonancia Magnética Nuclear, Descripción general y diseño del receptor. P 20.
- Pilant, W. L. (1972). Complex roots of the Stoneley-wave equation. *Seismological Society of America*, Vol. 62, No. 1, 285-299.
- Pistre, V., Plona, T., Sinha, B., Kinoshita, T., Tashiro, H., Ikegami, T., Pabon, J., Zeroug, S., Shenoy, R., Habashy, T., Sugiyama, H., Saito, A., Chang, C., Johnson, D., Valero, HP., Hsu, CJ., Bose, S., Hori, H., Wang, C., Endo, T., Yamamoto, H. y Schilling K. (2005). A New Modular Sonic Tool Provides Complete Acoustic Formation Characterization. *SEG*. 368-371.
- Dejtrakulwong, P., Mukerji, T., Mavko G. (2009). Investigating Thomas-Stieber model for property estimation of thin-bedded shaly-sand reservoirs. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2009*: pp. 1965-1969.
- Plona, T., Kane, M., Alford, J., Endo, T., Walsh y Murray, D. (2005). Slowness-Frequency projection logs: A new QC method for accurate sonic slowness evaluation. *SPWLA 46 Annual Logging Symposium*, 1-7.
- Prioul, R., Donald, A., Koepsell, R., Marzouki, Z. y Bratton, T. (2007). Forward modeling of fracture-induced sonic anisotropy using a combination of borehole image and sonic logs. *Geophysics*, Vol. 72, No. 4, E135-E147.
- Quirein, J., Donderici, B., Torres, D., Murphy, E., Witkowsky, J. (2012). Evaluation of General Resistivity Density-Based Saturation in Thin, Laminated Sand-Shale Sequences. *AAPG International Convention and Exhibition*. P 1-21.
- Ronzcka, M. Müller-Petke, M. (2012). Optimization of CPMG sequences of mesure NMR transverse relaxation time  $T_2$  in borehole applications. *Copernicus Publications on behalf of the European Geosciences Union*; P 197-208. doi: 10.5194/gi-1-197-2012.

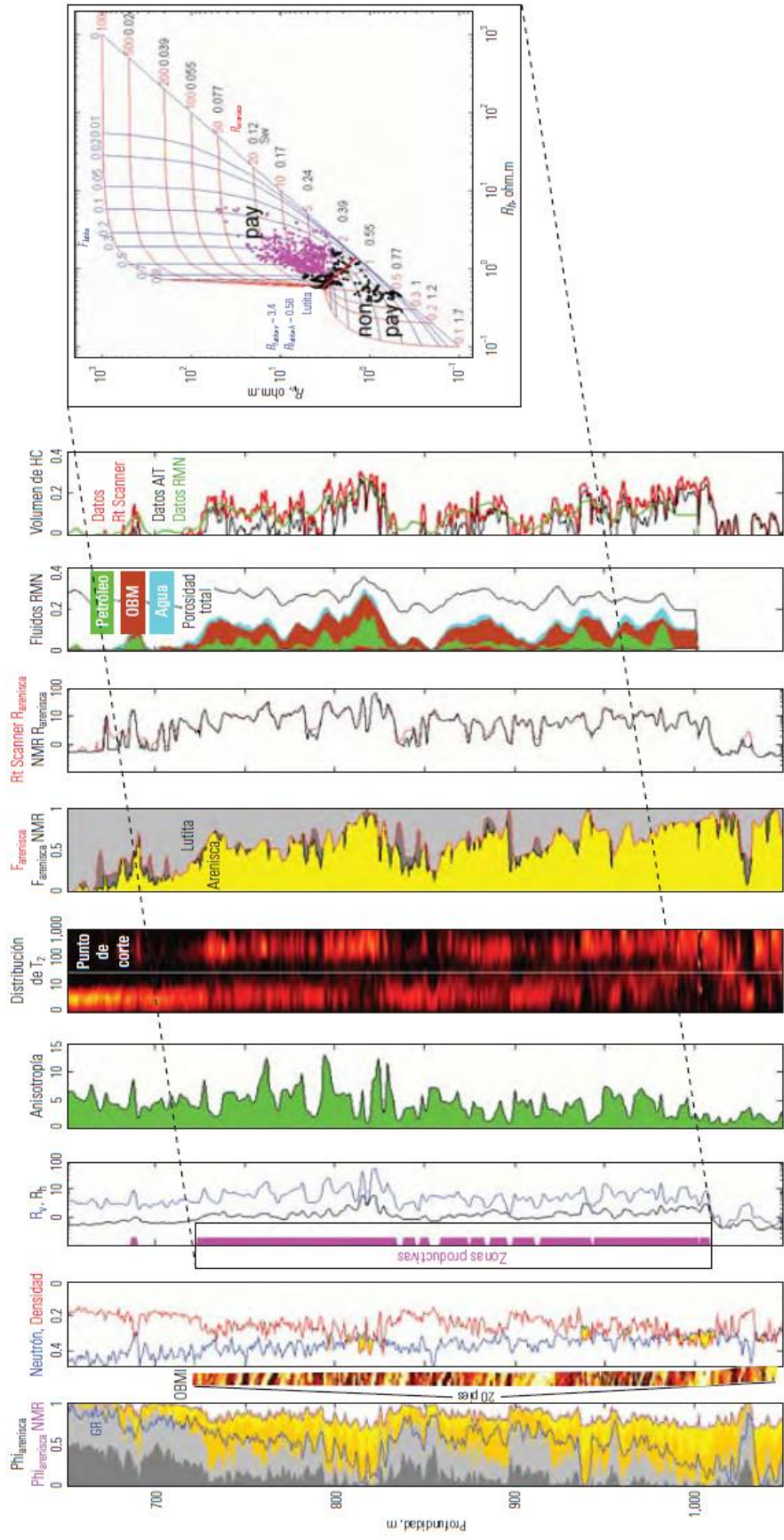
- Stoneley, R. (1924). Elastic Waves at the Surface of Separation of Two Solids. The Royal Society, 416-428. doi: 10.1098/rspa.1924.0079
- Sunaga, S., Yoneshima, S., Endo, T. y Kinoshita, T. (2007). High Resolution Dispersion Analysis of Array Sonic Waveforms. 13th Formation Evaluation Symposium of Japan, 1-9.
- Torres Aristizábal, I. D. (2007). La resonancia magnética y sus aplicaciones en la agroindustria, una revisión. Vol. 60, No. 2; P 4037-4066.
- Wang, H., Barber, T., Rosthal, R., Tabanou, J., Anderson, B., Habashy, T. (2003). Fast and rigorous inversion of triaxial induction logging data to determine formation resistivity anisotropy, bed boundary position, relative dip and azimuth angles. doi.org/10.1190/1.1817974.
- Wayne, M. A., Allen, D., Boyd, A., Bachman, H. N., Smithson, T., Clerke, E. A., Gzara, K. B. M., Hassall, J. K., Murty, C. R. K., Zubari, H., y Ramammorthy, R. (2005). Confrontando el intrincado tema de los carbonatos. Oilfield Review; P 20-33.
- White, J. (1997). Applications of Downhole Magnetic Resonance Imaging in the North Sea. SPE 38551. 1-12. doi.org/10.2118/38551-MS
- Winkler, K. H., Hsui-Lin, L. y Johnson, D. L. (1989). Permeability and borehole Stoneley waves: Comparison between experiment and theory. Geophysics, Vol. 54, No. 1, 66-75.



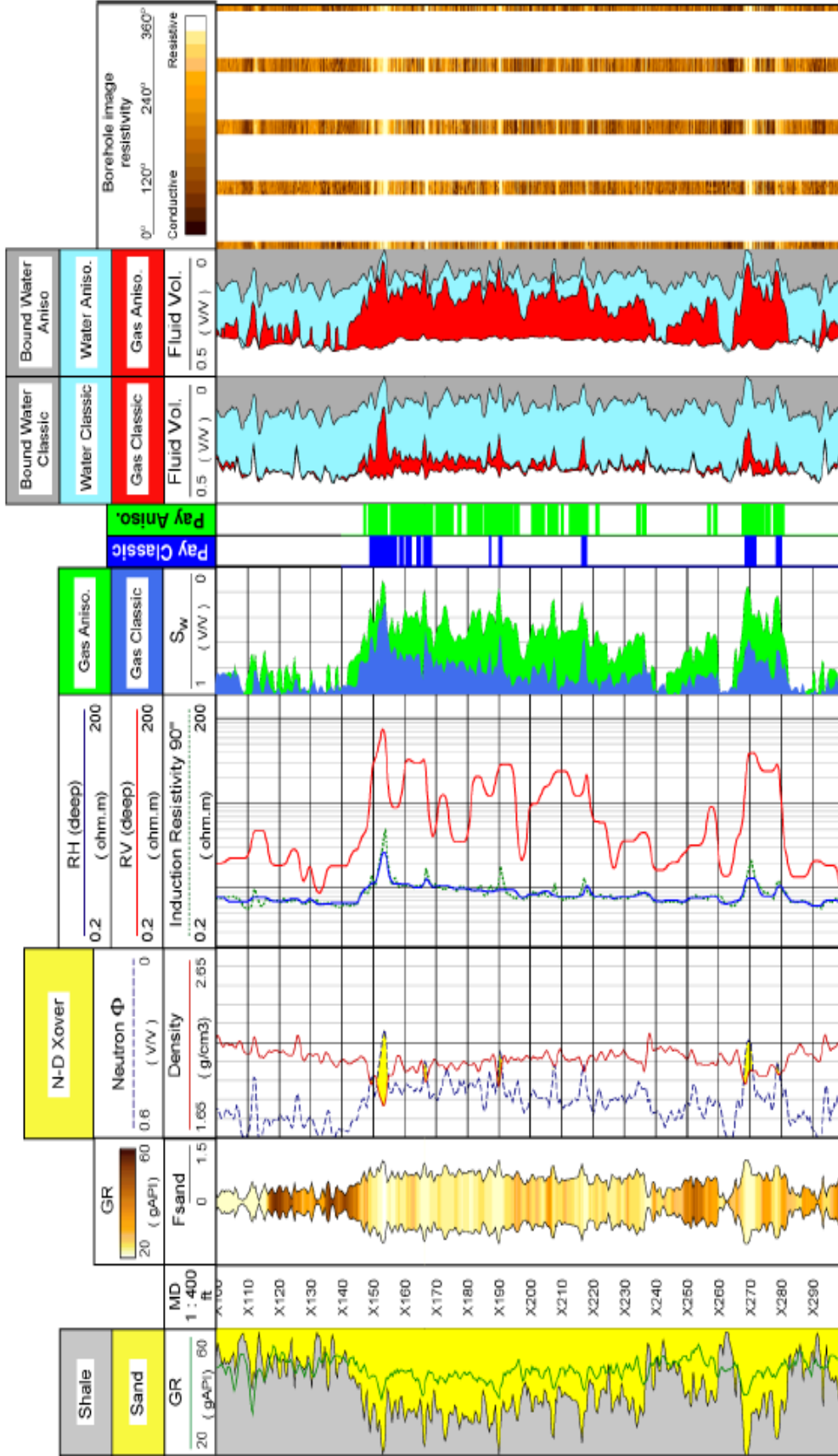
# 10. ANEXOS



Anexo 1. Figura 50, página 66. Perfiles radiales con invasión parcial y total del filtrado y total del filtrado y lodo, Faja de Orinoco



Anexo2. Figura 51, página 69. Integración de registros de un yacimiento laminado.



Anexo 3. Figura 56, página 76. Presentación de los cambios generados en el volumen de gas aplicando la anisotropía de resistividad eléctrica