

ANÁLISIS DE ARENA – ARCILLA (RV/RH) EN YACIMIENTOS LAMINADOS DEL TERCIARIO A PARTIR DE HERRAMIENTAS DE RESISTIVIDAD DE LWD Y COMPARACIÓN CON PERMITIVIDAD DIELECTRICA.

Euler Guevara (Baker Hughes) Euler.guevara@bakerhughes.com, Jaime Delgado (PEMEX) jaime.delgadod@pemex.com.

Sinopsis

La evaluación de formaciones precisa y oportuna constituye un desafío muy importante en el negocio de exploración y producción. En el pasado, los operadores debían buscar soluciones medias entre las ventajas de las herramientas de adquisición de registros en tiempo real (LWD) y las aplicaciones de herramientas operadas por cable. Las nuevas herramientas de LWD nos permiten una adquisición completa y óptima de control direccional, evaluación de formaciones y datos que nos permitan la navegación en el yacimiento mientras se está perforando, reduciendo las incertidumbres asociadas con la evaluación de formaciones.

Las compañías de exploración y producción han experimentado una nueva forma de evaluar el potencial productivo en yacimientos laminados de petróleo y gas utilizando correctamente los datos adquiridos por cada una de las herramientas de registros que operan en el yacimiento, provenientes de la perforación (LWD) y de cable (WL). Logrando hacer una caracterización de sus yacimientos y a su vez una producción eficiente.

Actualmente en el mercado se encuentran herramientas de resistividad en LWD, que pueden medir tanto resistividad horizontal como resistividad vertical, minimizando el error en los valores de resistividad verdadera en yacimientos laminados. Igualmente por su principio de medición es posible medir los efectos dieléctricos de la formación dentro del campo magnético formado por las ondas electromagnéticas múltiples, los cuales son asociados a la saturación de agua dentro de los espacios porosos.

En yacimientos complejos de secuencias laminadas de arena/arcilla, de baja resistividad es posible cuantificar reservas a través de un nuevo enfoque utilizando una evaluación integrada de LWD en tiempo real, por medio de la herramienta de propagación de resistividad de alta resolución, imagen azimutal de rayos gamma y una porosidad.

Introducción.

Las lutitas son el tipo de mineral más común de rocas sedimentarias presentes en la corteza de la tierra. Su presencia en los poros de las formaciones plantea un problema para la interpretación de los registros, afectando directamente los valores de porosidad. En el caso de las arenas contienen cierto grado que afecta adversamente la calidad del yacimiento (Paul, 2012). Sin embargo, las propiedades físicas, volumen y distribución de arcilla, son los principales motivos que pueden inducir un error de lectura en los registros y la consiguiente interpretación (Clavier et al. 1984, Waxman y Smith, 1968). Las arcillas se distribuyen en la arena a través de cuatro maneras diferentes, llamadas laminares, estructurales, dispersas y cualquier combinación de ellas (Clavaud et al. 2005, Sams y Andrea 2001). El mejor y más común indicador del arcilla mediante registro de pozo, son los registros de rayos gamma (GR) (Asquith et al., 2004, Tiab y Donaldson 2003, Zinszner y Pellerin 2007). Este registro responde a los cambios en la radiación gamma natural emitida por la formación, siendo el mejor indicador disponible, pero no define el límite de arena-arcilla por sí mismo.

El objetivo de este estudio es caracterizar el efecto de la distribución de arcilla sobre la calidad del yacimiento en las areniscas de ambiente de plataforma de edad Plioceno inferior, a través del cálculo petrofísico en secuencias laminares para formaciones anisotrópicas, a través del cálculo de R_h y R_v y la comparación de los resultados con los obtenidos por el modelo convencional y de permitividad dieléctrica.

Formaciones Anisotrópicas. Secuencias laminadas de arena/lutitas.

Una formación que tiene diferentes Propiedades físicas cuando es medida en diferentes direcciones, se dice que es anisotrópica. La anisotropía eléctrica se produce, por ejemplo, en capas delgadas de formaciones sedimentarias en las que las herramientas no tienen la resolución vertical para resolver adecuadamente las capas laminadas. En las secuencias arena-lutita que contienen hidrocarburos, el sedimento se compone de capas de arena-arcilla intercaladas, donde los hidrocarburos que se encuentran en las arenas son resistivos y las lutitas son conductivas. El origen de la anisotropía en este caso es el resultado directo del contraste de resistividad vertical y horizontal entre la arena y lutita.

En formaciones distintas de las arenas arcillosas, la anisotropía puede ser causada por la clasificación de grano variable, depósitos eólicos, fracturas o Mineralogías complejas, como capas de mica-pirita delgadas. Como se muestra en la **figura 1**.

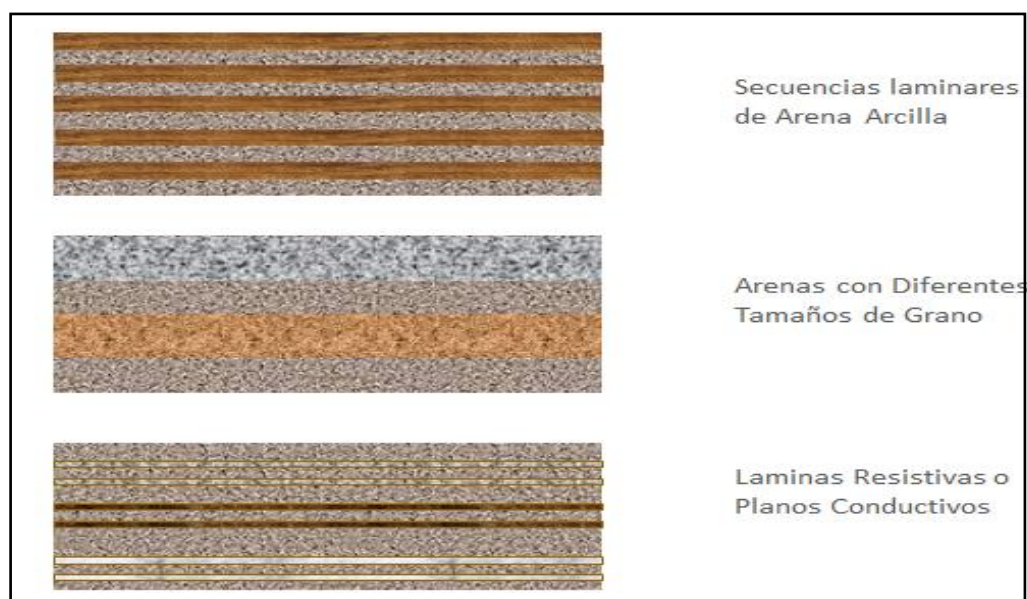


Figura 1. Tipos de Secuencias Laminadas que ocasionan anisotropía

Una manera de obtener una identificación detallada de las características geológicas, físicas y mineralógicas de las rocas es por medio de los núcleos. La **Figura 2**. Ilustra las secuencias laminares de arena – lutita, donde la resistividad vertical estaría suprimida mediante la medición de una herramienta estándar de inducción que solo es capaz de medir la resistividad horizontal.

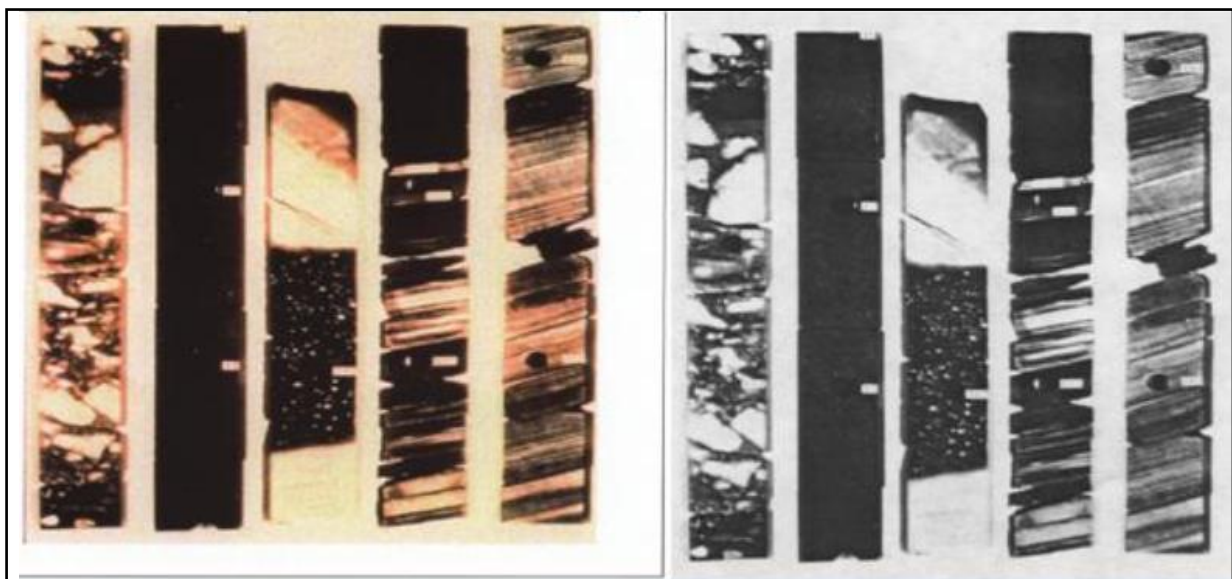


Figura 2. Imagen de núcleos

Interpretación de Imagen de Rayos Gamma de LWD

El servicio de imagen de rayos gamma azimuthal a través de la herramienta de propagación múltiple (MPR), es una mejora de la medición de rayos gamma, donde se sectoriza el conteo (8 sectores), utilizando la cara de la herramienta. La herramienta MPR tiene dos detectores montados en el collar situados 180 ° uno con respecto al otro y las mediciones de ambos detectores son combinadas.

La imagen de rayos gamma (GR) es una medida de la radiación natural en la formación (**Figura 3**). Esta radiación de alta energía es predominantemente debida a radio isótopos de potasio, uranio y torio.

Se utiliza para la interpretación estructural en este estudio, determinando el buzamiento estructural y azimuth de la formación de forma manual.

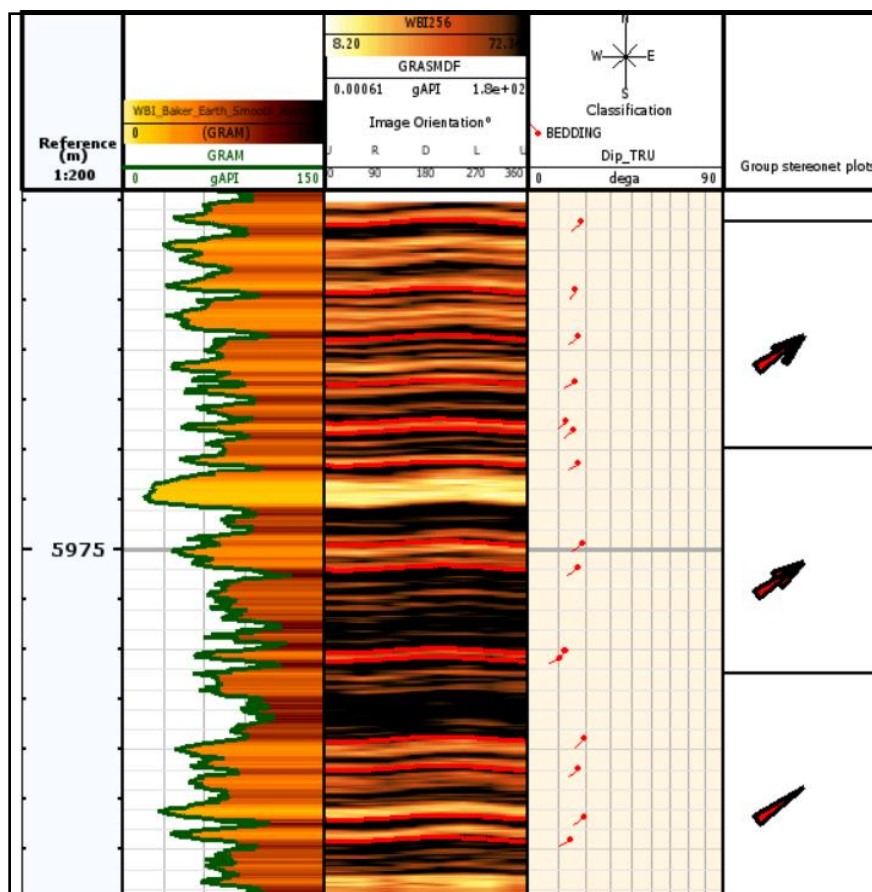


Figura 3. Imagen Azimutal de Rayos Gamma de LWD.

Procesado Avanzados de Resistividad de Propagación LWD.

Las ondas electromagnéticas se transmiten a dos frecuencias discretas de 2 MHz y 400 kHz desde la transmisión de antenas y monitoreadas en dos antenas receptoras. La fase y la amplitud de las ondas transmitidas se ven afectados por la conductividad del medio por el que viajan. Medidas de cambio de fase y atenuación se transforman en dos mediciones independientes de resistividad, Rpd y Rat. La frecuencia de 2 MHz proporciona una resolución vertical óptima para definir capas delgadas y definir Contactos de hidrocarburos / agua. La señal de 400 kHz proporciona una profundidad de investigación que permite la detección precoz de las capas para la navegación de reservorios.

Para interpretar correctamente esta resistividad de LWD, se requiere de un procesamiento posterior, para llevar las diversas mediciones a una resolución común, sin embargo hay que tener en cuenta los efectos que influyen en la medición como son la corrección por agujero, anisotropía, efectos dieléctricos y capas adyacentes. **La Figura 4.** Ilustra los pasos para el post procesamiento que combina las medidas de MPR basadas en la data cruda de resistividades para determinar su profundidad fija, corrección de capas adyacentes, resolución de la resistividad, corregir los efectos de la permitividad dieléctrica y la anisotropía

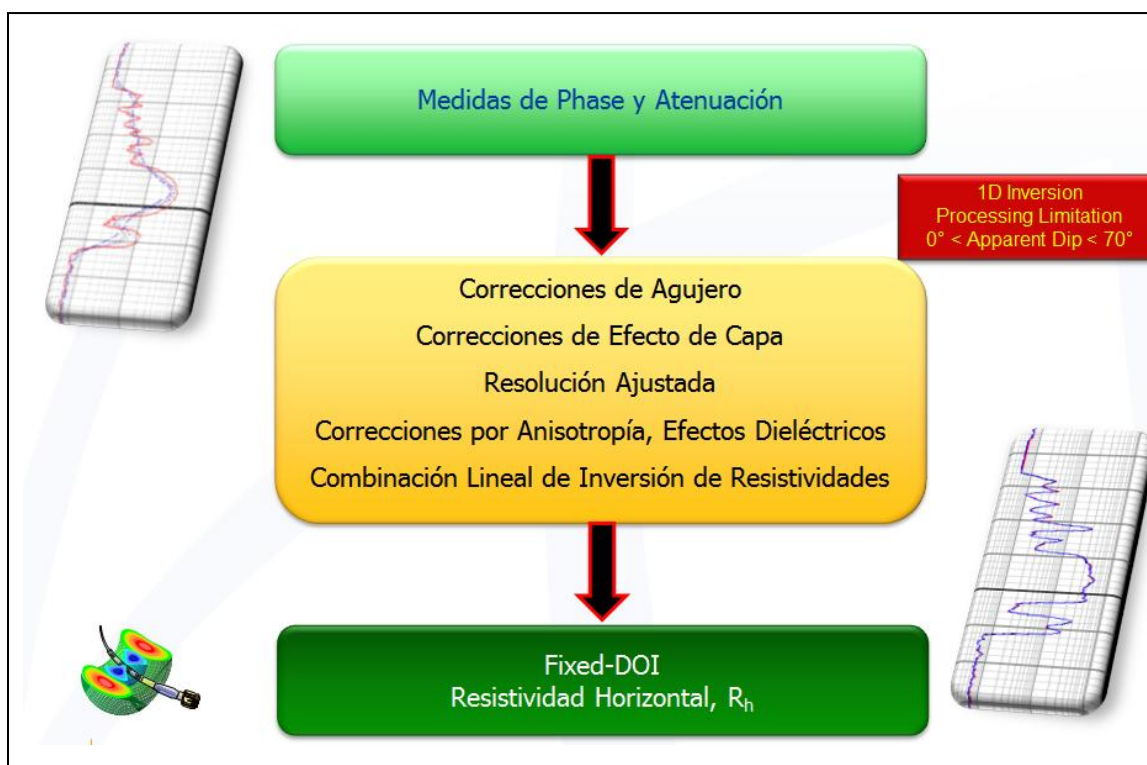


Figura 4. Pasos del post-procesado avanzado de resistividad de propagación LWD

Método de Adquisición de la Resistividad Vertical

La extracción de la componente vertical de la resistividad se ha hecho tradicionalmente con sensores de cable que tienen pares ortogonales de transmisor - receptor que realizan mediciones en 3 dimensiones. Sin embargo, cuando las herramientas de propagación LWD intersectan secuencias laminadas de arena – arcilla con un ángulo relativo encima de 20 grados (**Figura 4**), las medidas son afectadas por anisotropía dieléctrica y una corrección es aplicada (simultáneamente con las correcciones dieléctricas) para extraer la componente horizontal (Hearn et 1998). Esta sensibilidad a la anisotropía está representada por la medición de 60in, RES60 (**Figura 5**), track 5. Con la derivación de la componente horizontal y conocimiento de la relación de anisotropía, la componente vertical de la resistividad puede ser derivada:

$$R_h = \text{RES60} \quad (1)$$

$$\lambda^2 = R_v/R_h \quad (2)$$

Por lo Tanto:

$$R_v = \text{RES60} \times R_v/R_h \quad (3)$$

Respuesta de Resistividad en Secuencias Laminas Arena/Arcilla

Considerar el caso en el que las capas de arcilla y arena son homogéneas e isotrópicas. Se pueden escribir dos ecuaciones para abordar la componente horizontal y vertical de la resistividad, donde la componente horizontal de resistividad está representada por un circuito paralelo (**eq. 1**), mientras que la resistividad vertical es representada por un circuito en series (**Eq. 2**). El radio de anisotropía (**Eq. 3**) y el balance volumétrico en la (**Eq. 4**).

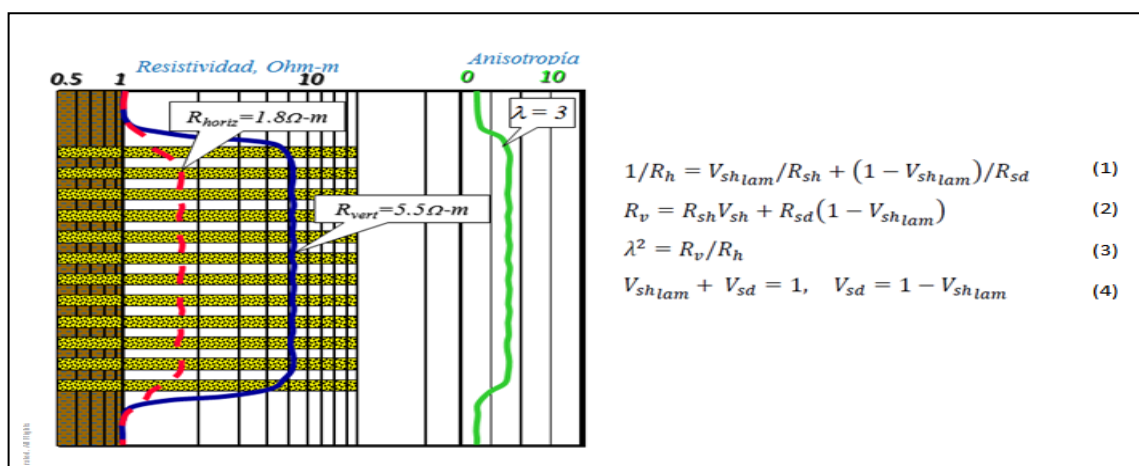


Figura 5. Modelo Isotrópico Arena-Arcilla de Resistividad

La **figura 5**, muestra el efecto de las lutitas interconectadas conductoras de Hidrocarburos que contienen secuencias de arena-lutita. Una formación que consiste de una capa de arena de 10 Ohm-m, con una lutita de 1 Ohm-m es modelada aquí. El eje vertical muestra la resistividad (lineal) y la Eje horizontal una cantidad variable de arcilla laminar. Dentro del grafico se observan dos curvas principales: la resistividad horizontal en azul y la resistividad vertical en rojo. La resistividad horizontal es la respuesta de una herramienta de inducción de tipo estándar. A 0 por ciento de arcilla laminar la resistividad horizontal y vertical leída es 10 Ohm-m. Con el aumento de la arcilla laminar en la formación la resistividad horizontal se suprime exponencialmente, mientras que la resistividad vertical muestra una relación lineal con el volumen de arcilla laminar.

En una mezcla 50/50 se grabarán unos 1,8 ohmios (es el ejemplo específico que vemos en la **figura 6**). La medición se hace cada vez más deprimida con la adición de arcilla laminar. Ahora, en oposición a la resistividad horizontal, la resistividad vertical es linealmente sensible al volumen del esquisto laminar. Las introducciones lineales del esquisto laminar suprimirán la resistividad sólo linealmente.

Con sólo los datos de una medición de tipo estándar, los puntos peligrosos se encuentran en un 90% neto / bruto, a un volumen de arcilla laminar que no se reconoce y no se contabiliza, que deprime la respuesta de resistividad y posteriormente hace que se subestime la saturación de aceite.

El otro punto con la mayor incertidumbre es 50% neto a bruto, donde ya no se tiene ninguna sensibilidad en la medición. Esto significa que pequeñas variaciones en la resistividad horizontal significan grandes variaciones en la resistividad interpretada.

En este ejemplo se manifiesta muy claro, lo importante que es una segunda medición de resistividad vertical para identificar y cuantificar los hidrocarburos en la formación

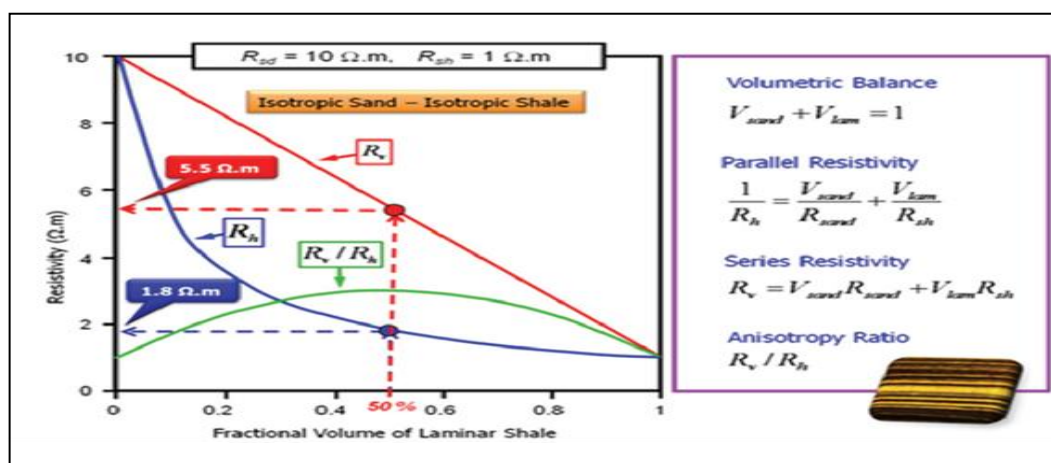


Figura 6. Resistividad vs fracción de volumen de arcilla

El reto durante la evaluación de la formación es seleccionar con precisión un volumen de arcilla laminar para poder calcular la porosidad y así realizar el cálculo de saturación de agua. Pequeñas incertidumbres en esta selección puede traducirse en un erróneo valor de la resistividad de arena interpretada. Sin embargo, con una medición de resistividad vertical, la combinación tanto de resistividad horizontal como vertical, junto con un 100 por ciento de conductividad de las arcillas, permite el cálculo de resistividad de la fracción de arena de la formación (**Eq. 5**), sin necesidad de utilizar el volumen de arcilla laminar (**Eq.6**). Este avance en la evaluación formación, ayuda a los analistas de registro a obtener un modelo mejor ajustado a las condiciones reales del yacimiento.

Resistividad de la fracción de arena Isotrópica de la formación.

(5)

Y el Volu

$$R_{sd} = R_h \cdot \frac{R_v - R_{sh}}{R_h - R_{sh}} \text{ or Isotrópica}$$

(6)

$$V_{lam} = \frac{R_{sd} - R_v}{R_{sd} - R_{sh}}$$

Porosidad de la fracción de Arena Laminar

La arcilla laminar se dispersa en el depósito como finas capas de origen alóctono, que no afecta a la porosidad efectiva, la saturación de agua o la permeabilidad horizontal de la roca del yacimiento, pero afecta a la permeabilidad vertical entre el depósito Rocas (Kurniawan 2005).

Las arcillas se distribuyen en la arena a través de cuatro maneras diferentes, llamadas laminadas, estructurales, dispersas y cualquier combinación de los modelos anteriores (Waxman Y Smith, 1968). Thomas y Stieber (1975) sugirieron un modelo de distribución de arcilla basado en distintas configuraciones de arcilla, porciones de arena y porosidad de arena basada en el volumen de arcilla y su porosidad (**Fig. 7**). El triángulo representa el modelo de distribución volumétrico de arcilla de Thomas y Stieber, basado en el

supuesto de que la porosidad máxima de la arena limpia y la porosidad de la lutita pueden determinarse a partir de los datos de entrada. El modelo muestra la porosidad total contra el volumen de arcilla para determinar la distribución de arcilla (laminar o dispersa) y la porosidad de la fracción de arena laminar. El concepto principal de esta metodología está en la eliminación de los efectos de los perfiles laminares utilizando un sistema de porosidad total, mientras que la arcilla dispersa ocupa y altera la porosidad de la arena intergranular, la lutita laminar cambia principalmente el net-to-gross, sin ocupar los espacios de los poros y reducir drásticamente la porosidad. Obsérvese la reducción de la porosidad total a medida que pasamos del punto limpio 100% (ϕ_{max}) al punto 100% disperso (ϕ_{max} ; ϕ_{sh}). Para determinar la porosidad total de la fracción de la arena, la porosidad de la arcilla laminar a granel debe eliminarse de la porosidad total (determinada por los dispositivos de medición) y la porosidad restante debe normalizarse con el volumen de arena laminar

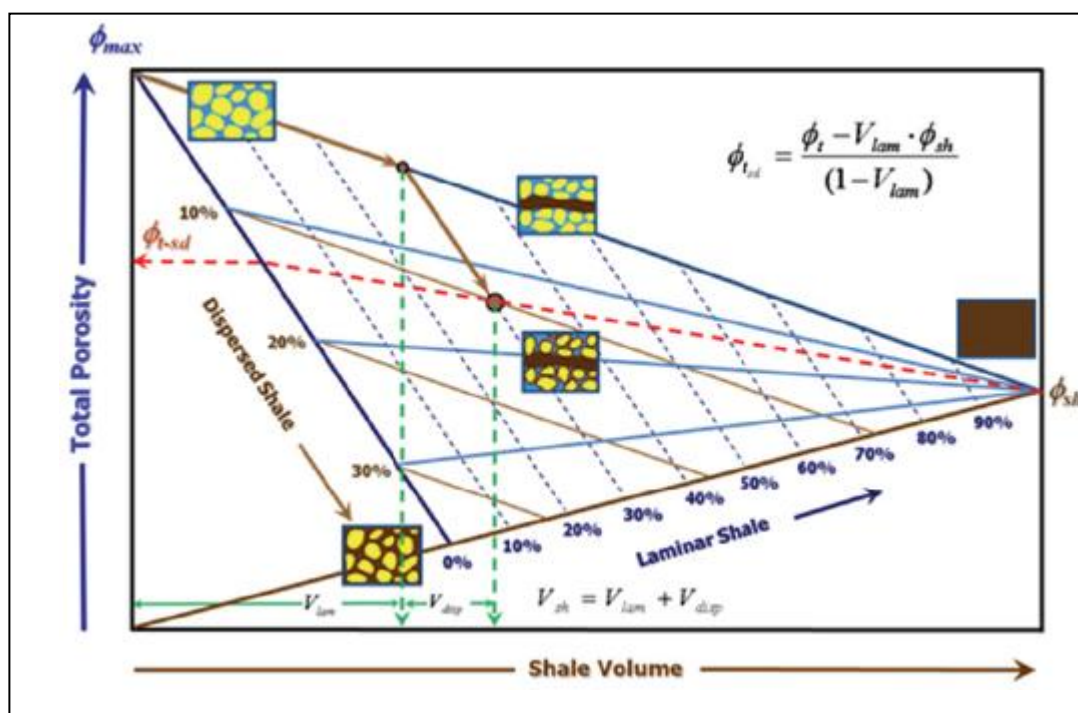


Figura 7. Thomas-Stieber - Modelo de Distribución de Arcilla.

$$\phi_{tsd} = \frac{\phi_t - V_{sh_{laminar}} \cdot \phi_{tsh}}{(1 - V_{sh_{laminar}})}$$

Cualquier volumen de arcilla disperso y sus efectos causados a la porosidad están todavía presentes en la "fracción de arena laminar". Por lo tanto, la ecuación anterior representa una porosidad total de la arena fracción. El volumen de arcilla disperso restante, puede ser definido como:

$$V_{sh_{disp}} = V_{sh} - V_{sh_{laminar}}$$

Análisis de arena y arcilla laminados (LSSA)

LSSA (**Figura 8**). Es un procesamiento diseñado para la evaluación de secuencias de arena/lutita de bajo contraste (baja resistividad), utilizando resistividades verticales y horizontales, porosidad y datos de volumen de arcilla (Mollison et al.1999). De rutina utiliza la volumetría de la porosidad total de Thomas – Stieber, la distribución total de arcilla en combinación con un modelo macroscópico de anisotropía eléctrica para extraer la resistividad verdadera, la fracción de arena, porosidad de la fracción de arena y la distribución de arcilla. Esto a su vez conduce a la cuantificación de hidrocarburos dentro de las secuencias usando los métodos de saturación como Archie, Waxman-Smiths, Dual Water.

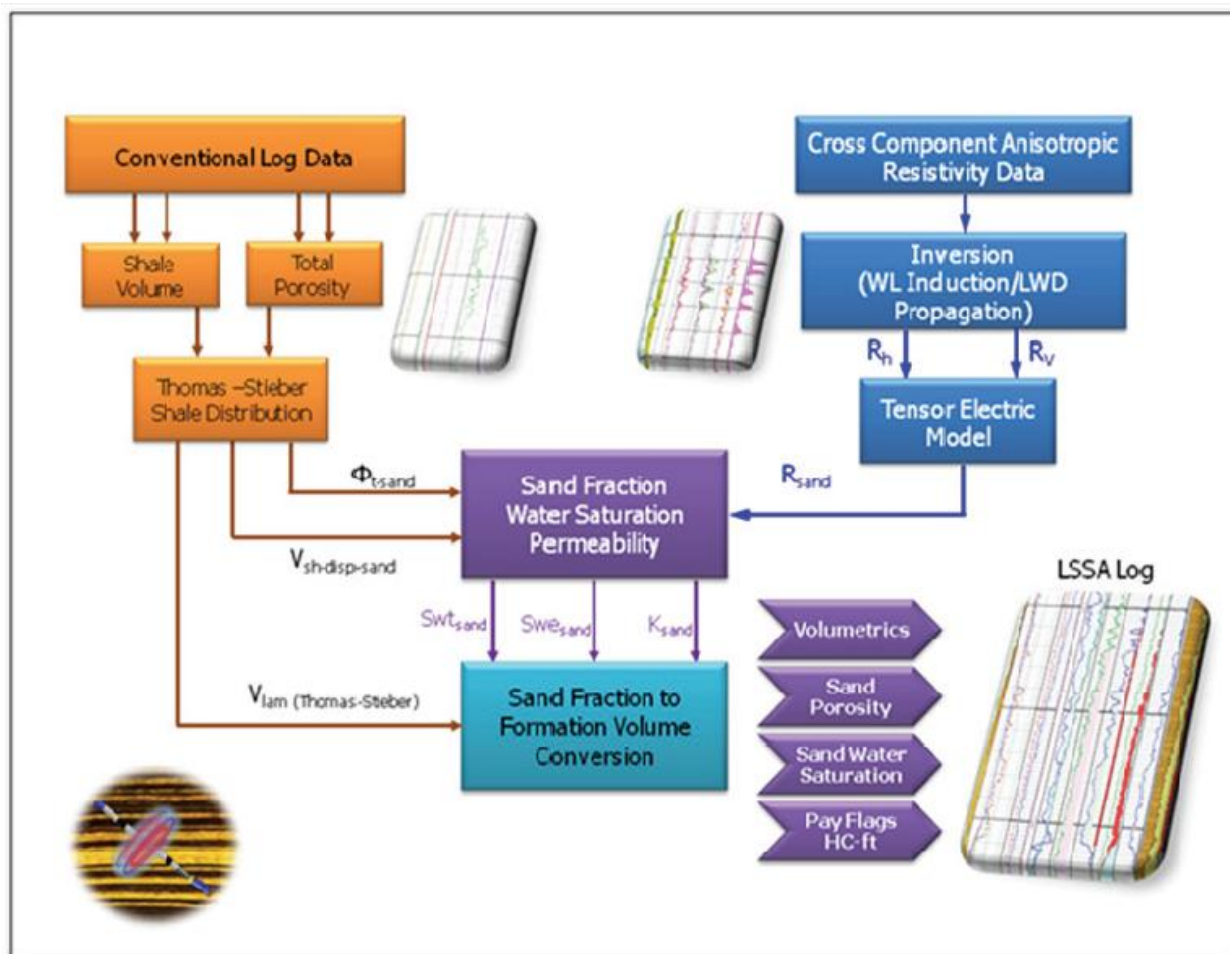


Figura 8. Diagrama de procesamiento del análisis de arena – lutita laminar

Teoría de Medición de la Constante Dieléctrica.

Un dieléctrico es un material o sustancia no conductora. Las moléculas de un dieléctrico pueden ser polares y no polares. En las moléculas no polares, los centros de carga eléctrica (positivo y negativo) coinciden, mientras que en las moléculas polares no existe tal coincidencia. Las moléculas simétricas tales como hidrógeno (H_2), oxígeno (O_2) y nitrógeno (N_2), son del tipo no polar, mientras que las asimétricas como el agua (H_2O), dióxido de carbono (CO_2) y óxido de nitrógeno (N_2O) son polares. El efecto de un campo eléctrico exterior será tal que orientará las cargas de las moléculas según las líneas de fuerza de campo, según las moléculas del dieléctrico sean polares o no. En el caso del agua, es el único material abundante en

las formaciones geológicas que exhibe características de dipolo eléctrico, es por ello que un material que se comporta como dipolo eléctrico, o que tiene momento dipolar, se dicen que es dieléctrico.

El estudio de la permitividad dieléctrica se realiza en términos de números complejos ($\epsilon = \epsilon' + j \epsilon''$) y a longitudes de ondas pequeñas. Se ha medido la parte real (ϵ'), a frecuencias superiores a 10 MHz; se ha comprobado que ella es independiente de la salinidad del agua e independiente también de la manera que pueden estar distribuidos en la muestra el petróleo y el agua. Las medidas de la parte imaginaria ϵ'' han indicado una dependencia significativa de la salinidad de agua.

La solución de las ecuaciones de Maxwell para una onda electromagnética en un medio homogéneo e isotrópico deriva en la ecuación de onda de Helmholtz.

$$\nabla^2 E + \gamma^2 E = 0 \quad (1)$$

Donde

E = intensidad del campo eléctrico

γ = Constante de propagación compleja

Para una onda plana que viaja en una dirección, la solución de la ecuación de onda dada es:

$$E = E_0 e^{-(\gamma \cdot d + j\omega t)}$$

Donde

E_0 = magnitud de campo eléctrico en el origen.

d = distancia recorrida por la onda

t = tiempo que tarda la onda en recorrer la distancia d

ω = frecuencia angular

Si se sustituye la ecuación (2) en la ecuación de ondas de Helmholtz se tiene:

$$\gamma^2 = -\omega^2 \mu_0 \epsilon \quad (3)$$

Donde

ϵ = permitividad dieléctrica compleja ($\epsilon = \epsilon' + j \epsilon''$).

μ_0 = permeabilidad magnética del vacío

$$\gamma^2 = -\omega^2 \mu_0 (\epsilon' - j \epsilon'') \quad (4)$$

Si la parte compleja de la permitividad dieléctrica se tiene en cuenta la conductividad del medio σ y las pérdidas dieléctricas dipolares ϵ_d , se tiene:

$$\gamma^2 = -\omega^2 \mu_0 \left[\epsilon' - j \left(\epsilon_d + \frac{\sigma}{\omega} \right) \right] \quad (5)$$

La constante de propagación se puede definir teniendo en cuenta la atenuación α y el desfase β de la onda por unidad de longitud.

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (6)$$

Elevando al cuadrado la expresión (6) e igualando con (3) se tiene, después de separar las partes reales e imaginarias, que:

$$\alpha^2 - \beta^2 = -\omega^2 \mu_0 \epsilon' \quad (7)$$

$$2\alpha\beta = \omega\mu_0\epsilon'' \quad (8)$$

La parte real de la permitividad dieléctrica puede relacionarse con la constante dieléctrica mediante la expresión

$$K = \frac{\epsilon'}{\epsilon_0} \quad (9)$$

Donde

ϵ_0 = permitividad dieléctrica del vacío ($\epsilon_0 = 8.85 \times 10^{-12}$ FAR/m)

De estas ecuaciones podemos ver que conociendo la atenuación α , la frecuencia angular ω y el desfase β de la onda, se puede calcular la constante dieléctrica K. Sin embargo, a frecuencias superiores a 10 MHz (figura 3), la influencia de las propiedades dieléctricas sobre el campo electromagnético se hacen bastante significativas y complejas.¹

La herramienta de Propagación de Resistividad puede operar en todos los tipos de fluidos de perforación y formaciones. Las ondas electromagnéticas se transmiten en dos frecuencias 2 MHz y 400 kHz de transmisión en cuatro antenas transmisores y monitoreados en dos antenas receptoras. La fase y la amplitud de las ondas transmitidas se ven afectados por la conductividad del medio a través del cual viajan. Las mediciones de desplazamiento de fase y la atenuación se transforman en dos mediciones de resistividad independientes, R_{pd} and R_{at}

Resultados

Las velocidades de onda acústica que viajan a través de una formación son dependientes de diferentes propiedades como el tipo de litología o fluido, como es el caso de la onda compresional, que es excesivamente atenuada por los fluidos, especialmente por los hidrocarburos livianos. Por otro lado la onda de corte no es sensible a los fluidos dentro, pero si representa el fragmento de roca directamente. En el pozo de estudio se utilizó el crossplot de VP/Vs con respecto a la DTC, para la identificación de algún tipo de intervalo prospectivo, **Figura 9**. Donde se observó varias zonas con presencia de hidrocarburo, a pesar de tener bajo contraste de resistividad.

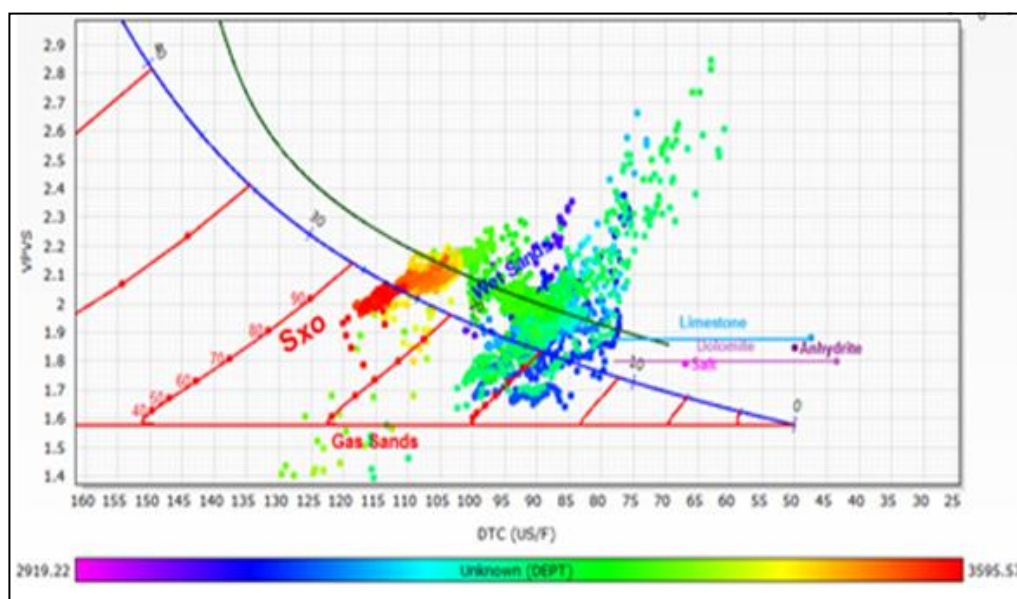


Figura 9. Crossplot VP/Vs vs DTC

Luego se visualizaron las curvas de resistividad de fase de 2 MHz y atenuación de 400 KHz, se observó la diferencia entre ambas curvas, sumado a la información antes comentada que resultado del crossplot de VP/Vs con respecto a DTC, se identificó que la formación era laminar y estaba enmascarando los valores reales de resistividad. Procediéndose a realizar el cómputo de la resistividad horizontal y vertical a través de la herramienta MPR, notando un valor de anisotropía eléctrica alto en las arenas objetivos. Como se muestra en la **Figura 10**.

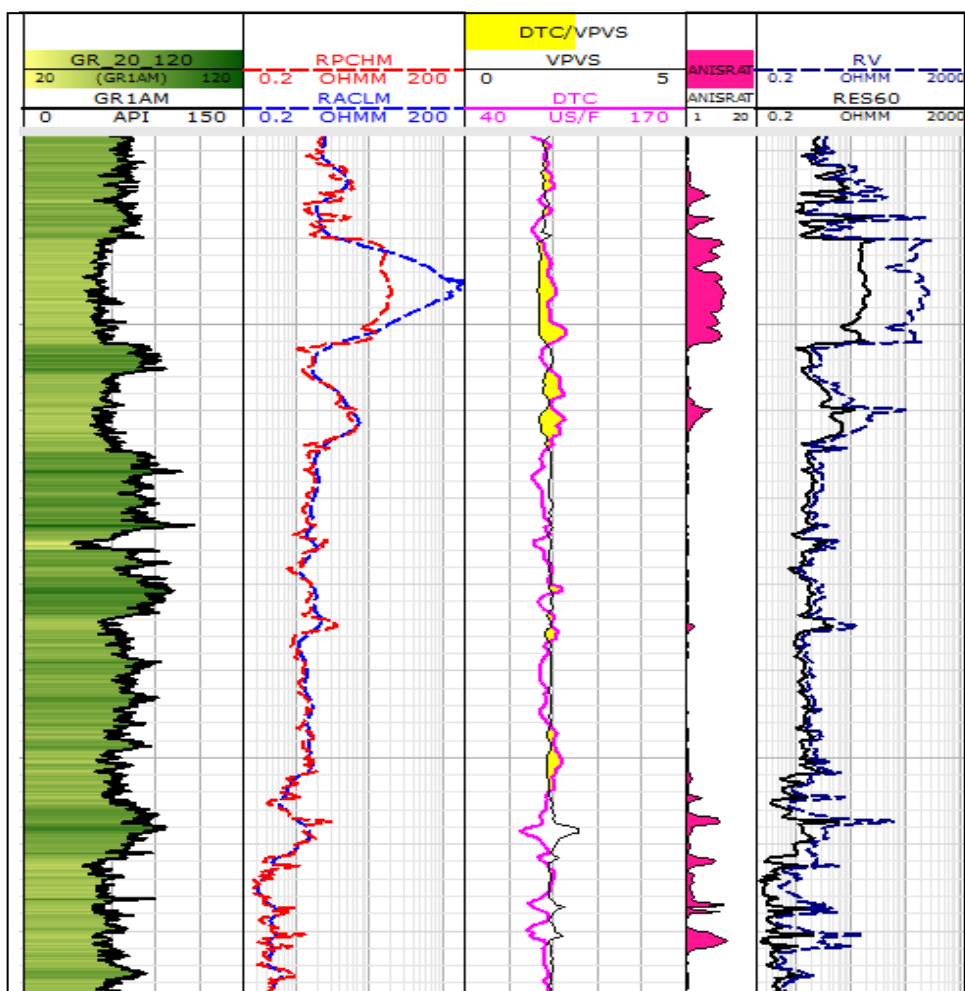


Figura 10. Efecto de anisotropia resistiva, curvas de resistividad tiempo real

Mediante el grafico de Thomas –Stieber. **Figura 11.** Sobre la distribución de arcillas a través de los valores de porosidad total y el volumen de arcilla. Se corrobora la presencia de secuencias laminares de arena - arcilla en el reservorio, los cuales se compararon con los resultados del procesado (LSSA) análisis de arena y arcilla laminados, **Figura 12.** Resultando los intervalos prospectivos con mejores propiedades petrofísicas

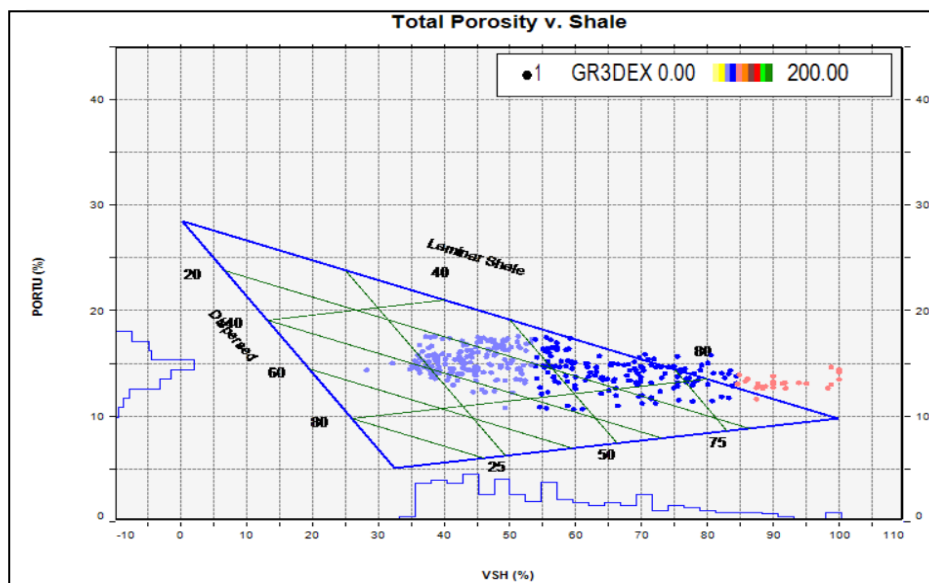


Figura 11. Crosplot Thomas – Stiber en la zona de interés.

La figura 12. Muestra los resultados del análisis del tensor petrofísico en la zona de interés, también su comparación con el modelo convencional y el obtenido por la permitividad dieléctrica. Donde se colocó un corte para la saturación de agua de 50%, observándose mayor relación entre el modelo de saturación para la fracción de arena en un yacimiento laminado y la constante dieléctrica a través de la permitividad dieléctrica. La siguiente información muestra los datos para cada track de la **figura12**:

Track 1: Resistividad horizontal (RH), resistividad vertical (RV) y resistividad de la fracción de arena (Rsand).

Track 2: Anisotropía eléctrica.

Track 3: Thomas – Stiber porosidad de la fracción de arena (PT-Sand)

Track 4: Saturación de agua de la fracción de arena (Swt-Sand)

Track 5: Porosidad efectiva, porosidad total y volumen de agua he hidrocarburo.

Track 6: Saturación de agua calculado de manera convencional (SwT)

Track 7: Volúmenes litológicos.

Track 8: Saturación de agua calculado por la constante dieléctrica (Sw-Dielectrico)

Track 9: Porosidad del agua del dieléctrico, porosidad total y volumen de agua he hidrocarburo.

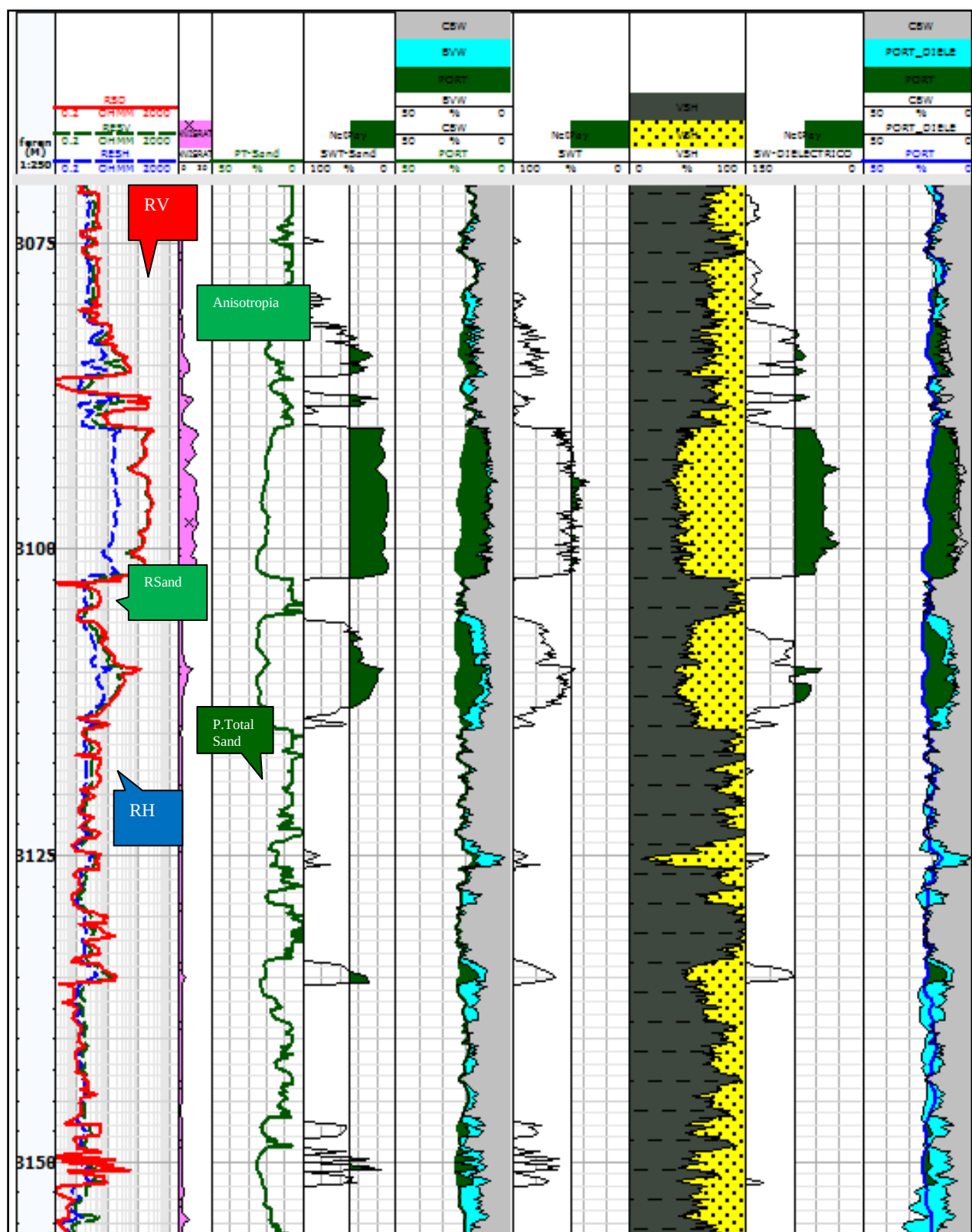


Figura 12. Resultados del análisis de arena – arcilla laminar, comparado con la saturación de la constante dieléctrica.

Figura 13. Análisis detallado de arena-arcilla, utilizando el grafico cruzado de LLD frente a GR, para la identificación de hidrocarburos y arenas de agua y intervalos de lutitas.

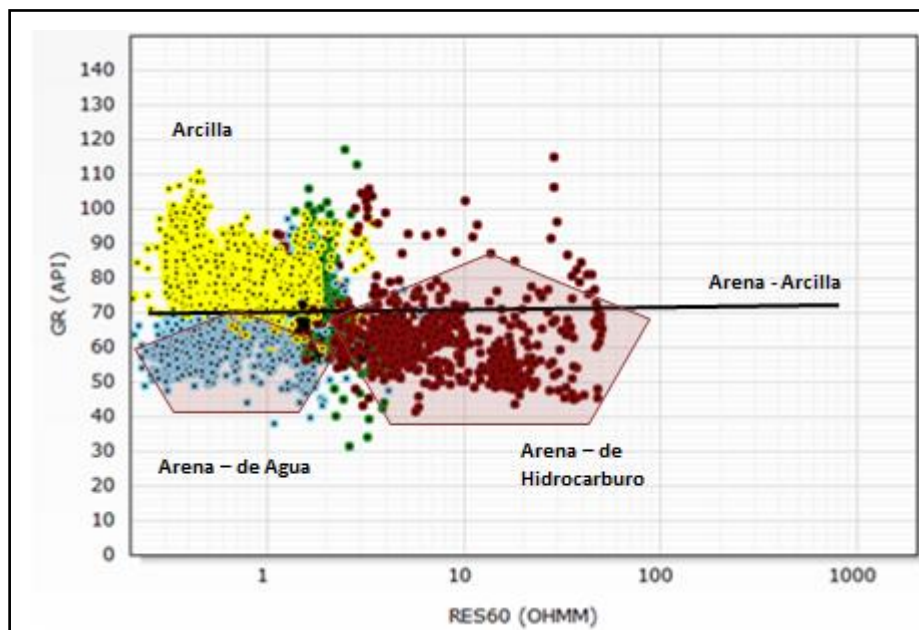


Figura 13. Análisis de arena - arcilla utilizando grafico cruzado GR vs Resistividad.

Tablas.

	LSSA Tensor Petrofísica	Petrofísica Convencional	Permitividad Dieléctrica
Intervalo	39	39	38
Net Pay	28	5	24
Net – to – Gross	71 %	13%	62%
Porosidad Efectiva	15%	10%	14%
Sw	10%	49%	25%

Conclusión.

El post-procesado usando la data en memoria adquirida por la herramienta de propagación múltiple para la determinación de la resistividad horizontal R_h , relación de anisotropía (R_v/R_h), y cálculo de Resistividad Vertical R_v , nos ofrece valores más cercanos de la resistividad verdadera de la formación, para los cálculos petrofísicos en yacimientos laminados.

Es necesario obtener información de la geología estructural utilizando un registro de imagen de LWD o Wireline, para el cálculo del ángulo relativo de las capas de la formación, ya que juega un papel clave en los efectos de la anisotropía, cuando es bajo, los sensores de propagación típicamente responden al componente horizontal de resistividad, ya que las corrientes inducidas por los transmisores están en el plano horizontal. Sin embargo, cuando el ángulo relativo aumenta, las ondas electromagnéticas cruzan los límites del echado, dando lugar a mediciones que ahora son sensibles al componente vertical de resistividad

Comparar la curva de fase de 2 MHz frecuencia, que proporciona una resolución vertical óptima para definir capas delgadas, con la curva de atenuación de 400 kHz que tiene una profundidad de investigación mayor y así visualizar si el yacimiento es o no laminado.

Comparar los resultados obtenidos a través del tensor de análisis petrofísico para yacimientos laminados, con las pruebas de producción y así validar los datos de S_w reales del yacimiento.

Nomenclaturas

R_h	=	Resistividad Horizontal
R_v	=	Resistividad Vertical.
R_{pd}	=	Resistividad de fase
R_{at}	=	Resistividad de atenuación.
R_T	=	Resistividad verdadera de la formación.
M_{pr}	=	Resistividad de propagación múltiple.
$RES-60$	=	Resistividad horizontal de LWD.
R_{sd}	=	Resistividad de la arena.
S_w	=	Saturación de agua.

Referencias

Baker Hughes, 2006, Lwd Log. Propagation resistivity instruments can operate in all drilling fluid environments and formations

Boonen, P., Haugland, S.M., and Laughlin D.G. Analysis of LWD Propagation Resistivity Data in Anisotropic, Thinly-Bedded Formations. Paper SPE 95894. Presented at the 2005 SPE, October 2005.

Meyer, H.W. 1997. Multi-Parameter Propagation Resistivity Interpretation. Paper SPWLA GG. Houston, USA, June 15-18

Katerina, Y., Mauro, P., Ismail, A. Novel Approach to Quantifying Deepwater Laminated Sequences Using Integrated Evaluation of LWD Real-Time shear, Porosity, Azimuthal Density and High-Resolution Propagation Resistivity. Galveston, Texas. USA, October 2010.

Hagiwara, T. Macroscopic Anisotropy. Approach to Analysis of Thinly Laminated Formations with Emphasis on 2 MHz Resistivity Devices. SPE Formation Evaluation Journal 11 (4): 211-2118.

Barbara, A., Tom, B.R., Madhumita, D., La Inducción Triaxial. Denver. Usa. Octubre 2004.

Doll, G.H., Introduction to Logging and Application to Logging Wells Drilled with Oil-Based Muds. Junio 1949: 148-162

.