

## Uso de técnicas de Modelaje de Física de Rocas y Atributos Sísmicos para la Identificación de Sistemas Roca-Fluido

Patricia E. Rodrigues\*, Rafael E. Banchs y Carmen B. Mora; PDVSA-Intevep.

### Resumen

En este trabajo se inicia un estudio de factibilidad del uso de atributos sísmicos en la discriminación de los sistemas roca – fluido presentes en el yacimiento. La teoría de física de rocas se utiliza para generar datos a condiciones de yacimiento que no fueron muestreadas por el pozo de estudio. Se estiman atributos sísmicos a partir de estos datos y se usan técnicas de clasificación para analizar su capacidad para discriminar entre los diferentes sistemas. Se concluye que los atributos sísmicos calculados en el área de estudio responden a los cambios de litología y fluido, de tal manera que pueden ser utilizados como parámetros para la identificación de zonas potenciales para la explotación de crudo.

### Summary

In this paper we present a feasibility study for using seismic attributes for identifying rock-fluid systems in a reservoir. Rock physics theory is used for generating data at reservoir conditions that were not sampled by well drilling. Seismic attributes are computed directly from well data and classification techniques are used to study the feasibility of rock-fluid system discrimination. We conclude that seismic attributes computed at the study area do respond to changes in both lithology and fluid content. In this way they can be used to detect potential hydrocarbon production zones.

### Introducción

Los datos sísmicos han permitido identificar durante mucho tiempo áreas potenciales para la explotación de hidrocarburos. Tradicionalmente, estos estudios se han enfocado principalmente en la identificación de estructuras capaces de entrapar hidrocarburos. En los últimos años, se ha enfatizado el uso de datos sísmicos con fines estratigráficos y de identificación de fluidos, ya que su carácter extensivo permitiría identificar los límites del yacimiento, zonas de mejor calidad de roca, zonas de crudo no contactadas, barrido de métodos de recuperación secundaria, entre otros. Muchos de estos estudios se basan en el uso de atributos sísmicos para diferenciar los grupos o sistemas roca – fluido (grupos de rocas con propiedades similares de litología o contenido de fluido) presentes en el área. Sin embargo, en muchas ocasiones se cuenta con escasos datos que permitan comparar las propiedades conocidas en los pozos con las esperadas en el yacimiento.

Para mejorar esto, se utilizan técnicas de física de rocas que permiten conocer la respuesta de los atributos sísmicos en zonas con propiedades no muestreadas en los pozos.

Este trabajo tiene como finalidad realizar un estudio de factibilidad del uso de atributos sísmicos en la discriminación de los diferentes grupos. El estudio considera la aplicación de técnicas de física de rocas para generar registros de  $V_p$ ,  $V_s$  y densidad correspondientes a propiedades roca – fluido no muestreadas por los pozos. A partir de estos registros se estiman diferentes atributos sísmicos, y se procede a analizar, a través del uso de técnicas de clasificación, la posibilidad que tienen dichos atributos de discriminar los cambios de propiedades de los distintos sistemas roca – fluidos.

Los atributos sísmicos considerados en este estudio son Impedancia acústica, atributos AVO (intercepto ( $R_0$ ) y gradiente (G)), y los atributos  $\Lambda$ -Rho y  $\mu$ -Rho, reportados en la literatura (Goodway et al. 1997) como atributos sensibles para la detección de fluidos y discriminación de litología.

Es necesario considerar que las técnicas de física de rocas están basadas en la suposición de que los sistemas son isotrópicos. Cabe destacar, que el estudio realizado se limita a analizar propiedades elásticas medidas en los pozos y disponibles a través de registros, sin considerar los efectos de propagación de la onda sísmica en el subsuelo (efectos de capas delgadas, dispersión, ruido, múltiples, etc.). Estos efectos podrían ser analizados mediante modelaje sísmico, aunque dicho modelaje no fue contemplado en este estudio.

El estudio de factibilidad se realizó con datos de un yacimiento de la cuenca Occidental de Venezuela. Es un yacimiento de baja complejidad estructural y se encuentra a unos 11000 ft de profundidad, con un espesor promedio de 250 ft y casi constante en el área de estudio. Está formado principalmente por Arena y Lutita, y en una menor proporción por Calcita. Los fluidos presentes son petróleo liviano de 25 API y agua con 3000 ppm de salinidad. El estudio se limitó a un solo pozo donde se contaba con todos los registros requeridos para el estudio.

Este tipo de estudio permite establecer la factibilidad de emprender análisis de atributos sísmicos más complejos que permitirían optimizar la explotación de los yacimientos, aumentando los factores de recobro, disminuyendo los costos de producción de agua,

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

optimizando los esquemas de recuperación mejorada y la localización de nuevos pozos productores.

### Fundamentos teóricos de los atributos sísmicos utilizados

La inversión de amplitudes de reflexión para calcular atributos físicos, tales como impedancia acústica y coeficientes de reflexión, ha sido usada con miras a inferir propiedades petrofísicas asociadas a las rocas de yacimiento.

El atributo impedancia acústica, ha sido usado como discriminador litológico, y se define como el producto de la densidad de la roca y la velocidad de propagación de las ondas sísmicas en el subsuelo (Russell, 1996):

$$Z_p = \rho V_p \quad (1)$$

Los atributos AVO, basados en el análisis de la variación de coeficientes de reflexión con respecto al ángulo de incidencia (AVA o AVO), han sido ampliamente utilizados como indicadores de hidrocarburos (Ostrander 1984 y Swan 1993.). Sus fundamentos se basan en las ecuaciones de Zoeppritz, las cuales expresan coeficientes de reflexión y transmisión para el caso de ondas planas en función de las propiedades elásticas del medio. Debido a la no linealidad de las ecuaciones de Zoeppritz, varias aproximaciones han sido derivadas, tales como las presentadas por Aki y Richards (1997), Shuey (1985), y Hilterman (1989). La siguiente ecuación, tomada de Hilterman (1989), es lineal con respecto al seno cuadrado del ángulo de incidencia:

$$R(\theta) = R_0 \cos^2 \theta + 2.25 \Delta \sigma \sin^2 \theta \quad (2)$$

$$R_0 = \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) / 2 \quad (3)$$

$$\sigma = \frac{1}{2} \left( \frac{(V_p/V_s)^2 - 2}{(V_p/V_s)^2 - 1} \right) \quad (4)$$

El término de incidencia normal, ( $R_0$ ) en la ecuación (1) es comúnmente llamado atributo intercepto de AVO, el segundo término, es un atributo gradiente de AVO ( $G$ ) que, para esta aproximación en particular, depende de la variación del cociente de Poisson ( $\sigma$ ).

Otros atributos sísmicos, reportados en la literatura como de alta sensibilidad al contenido de fluidos en los poros y variaciones litológicas, son los atributos *Lambda-Rho* ( $\lambda\rho$ ) y *Mu-Rho* ( $\mu\rho$ ), definidos como:

$$MuRho = (V_s \rho)^2 \quad (5)$$

$$LambdaRho = (V_p \rho)^2 - 2MuRho \quad (6)$$

Estos atributos están relacionados directamente con los parámetros elásticos de incompresibilidad ( $\lambda$ ) y rigidez ( $\mu$ ), siendo  $\lambda$  un indicador más sensible al fluido en los poros, y  $\mu$  a las propiedades de la matriz (Goodway et al. 1997).

Sin embargo, antes de realizar cualquier proceso de inversión usando datos sísmicos para derivar atributos, es importante realizar previamente un estudio de factibilidad, que permita determinar si, desde el punto de vista elástico, dichos atributos responden a cambios de propiedades de rocas como litología y contenido de fluidos. Para ello se usa la forma analítica presentada en las ecuaciones anteriores para calcular los atributos a partir de los datos de  $V_p$ ,  $V_s$ , y  $\rho$ , disponibles en registros de pozos, y se procede a analizar la posibilidad que tienen dichos atributos de discriminar los cambios de propiedades en la localidad del pozo.

### Metodología General

Para la ejecución del estudio de factibilidad se siguieron los siguientes pasos generales:

1. *Control de Calidad de registros:* Se comparan los valores de los datos de registros y de la evaluación petrofísica con las curvas teóricas y empíricas de física de rocas para identificar problemas en los mismos.
2. *Definición de Grupos Roca – Fluido:* Se diferencian los grupos a ser estudiados según sus propiedades petrofísicas; y se determinan los contactos (combinaciones) entre diferentes grupos que se podrían esperar en el yacimiento para los estudios de AVO.
3. *Modelaje de condiciones de Yacimiento:* Se determinan las constantes elásticas de los componentes del sistema a través de una metodología de reconstrucción de registros basada en algoritmos genéticos (Jiménez, 2002). Con las constantes elásticas y teoría de medios efectivos se estiman registros para las diferentes condiciones esperadas en el yacimiento.
4. *Cálculo de Atributos y análisis de Factibilidad:* Utilizando los valores estimados para cada grupo, se realiza el cálculo analítico de los mismos utilizando las ecuaciones presentadas en la sección “anterior. Posteriormente, se determina de manera cualitativa la

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

separabilidad, de los diferentes grupos determinados en el punto 2, en distintos dominios de datos.

### Control de Calidad de Registros

En esta primera fase, se grafican los registros de pozo a utilizar y se comparan con curvas teóricas y empíricas de física de rocas para detectar y eliminar valores anómalos en los datos. En la figura 1 se muestra como los datos del pozo seleccionado siguen las tendencias esperadas observadas por Gardner, Castagna y Hashin – Shtrikman (Mavko, 1998), por lo que se concluye que los datos del pozo son de buena calidad y apropiados para el estudio.

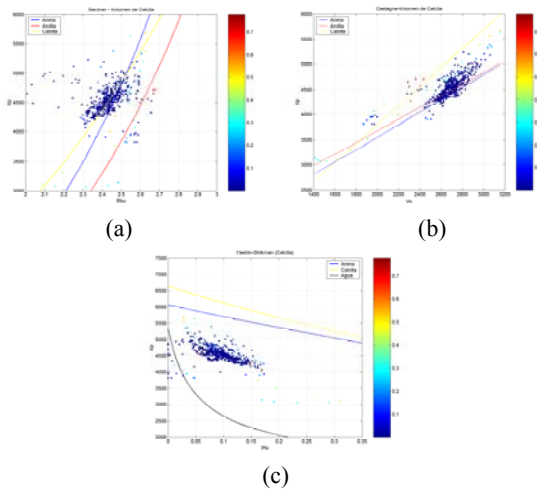


Figura 1. Control de calidad de Registros. a: Gardner, b: Castagna, c: Hashin – Shtrikman.

### Definición de Grupos Roca – Fluido

En esta fase, se definen los grupos de interés (grupos de rocas con propiedades comunes de litología y/o contenido de fluidos) y se identifican, para cada grupo, las propiedades petrofísicas que los definen. Los grupos de interés a considerar para este estudio son:

- Lutitas:  $V_{sh} > 20\%$
- Calcitas con agua:  $V_{cal} > 12\%$  y  $S_w > 20\%$
- Calcitas con petróleo:  $V_{cal} > 12\%$  y  $S_w < 20\%$
- Arenas con agua:  $V_{cal} < 12\%$ ,  $V_{sh} < 20\%$  y  $S_w > 20\%$
- Arenas con petróleo:  $V_{cal} < 12\%$ ,  $V_{sh} < 20\%$  y  $S_w > 20\%$

Los grupos saturados con petróleo se determinaron a través de generación de registros por sustitución de fluidos (ver modelaje de condiciones de yacimiento), ya que el pozo que contaba con todos los datos requeridos para el estudio estaba completamente saturado con agua ( $S_w = 82\%$ ).

### Modelaje de Condiciones de Yacimiento

Como se mencionó en el punto anterior varios de los grupos de interés no fueron muestreados por el pozo de estudio y por ello es necesario generar los registros de manera sintética para cada una de las condiciones de yacimiento estudiadas. Para esto se empleó la metodología propuesta por Jiménez (2002), la cual se realiza en dos fases: la primera consiste en determinar, a través de un algoritmo genético, las constantes elásticas de los componentes puros que forman el sistema; en segundo lugar, a partir de dichas constantes elásticas y variando las propiedades petrofísicas del medio, se pueden generar los registros para las nuevas condiciones de yacimiento.

Para el proceso de reconstrucción se modificaron los algoritmos empleados por Jiménez (2002), el cual considera originalmente dos componentes mineralógicos (arena y arcilla) y dos fluidos (agua e hidrocarburo), agregándole un tercer componente mineral (calcita). Los valores de las constantes elásticas se compararon con los obtenidos por las ecuaciones de Batzel y Wang y con los valores reportados en literatura (Mavko, 1998), para confirmar que las mismas se encontraban dentro de los valores esperados (tabla 1). En la figura 2 se muestra la comparación entre el registro  $V_p$  original y el reconstruido a partir de las constantes elásticas de la Tabla 1 y las ecuaciones de teoría de medio efectivos empleadas.

En la segunda fase, se generaron nuevos registros para las diferentes condiciones de yacimiento esperadas, entre ellas: ( $S_{w_{av}} = 12\%$ ), ( $\Phi_{i_{av}} = 14\%$ ), ( $S_{w_{av}} = 12\%$  y  $S_{w_{av}} = 14\%$ ). Las figuras 3, 4 y 5 muestran el efecto de disminuir la saturación de agua sobre los registros de densidad, velocidad de onda P y velocidad de onda S, respectivamente. Como se puede observar, el efecto sobre  $V_p$  y  $V_s$  no es demasiado evidente; sin embargo, el cambio en la densidad sí es significativo, por lo que se puede esperar un efecto importante sobre los atributos sísmicos, ya que estos se ven afectados por las tres propiedades elásticas  $V_p$ ,  $V_s$  y densidad.

Tabla 1. Constantes elásticas Estimadas vs. Teóricas.

Propiedad	Estimadas	Literatura
$\rho$ Cuarzo	2,6044	2,65
$\rho$ Arcilla	2,6759	1,58 - 2,60
$\rho$ Calcita	2,8137	2,71 - 2,83 (dol)
K Cuarzo	35,1328	36 - 39
K Arcilla	7,6087	1,50 - 25
K Calcita	61,2589	63 - 76
Mu Cuarzo	23,8562	33 - 45
Mu Arcilla	7,8604	1,40 - 9
Mu Calcita	24,5627	28 - 32
$\rho$ Agua	0,8547	0,95 - 0,96

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

$\rho$ Petróleo	0,6042	0,56 - 0,69
K Agua	2,9999	2,35 - 2,40
K Petróleo	0,1500	0,15 - 0,42
Porosidad Crítica	0,3995	

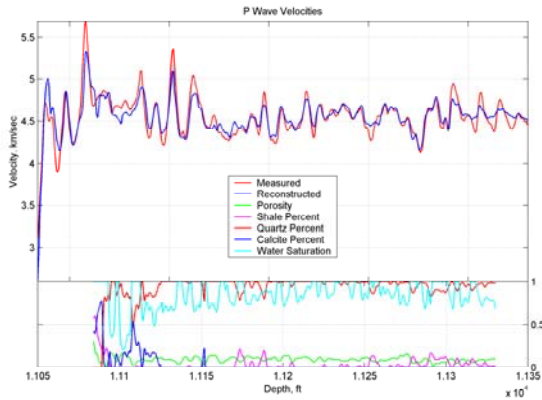


Figura 2. Vp reconstruido vs. Real.

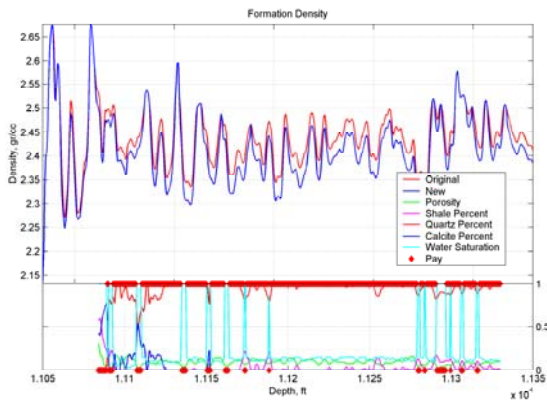


Figura 3. Densidad original vs. densidad (Sw = 12%).

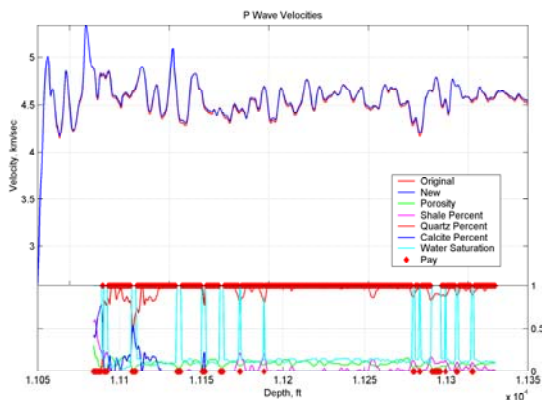


Figura 4. Vp original vs. Vp (Sw = 12%).

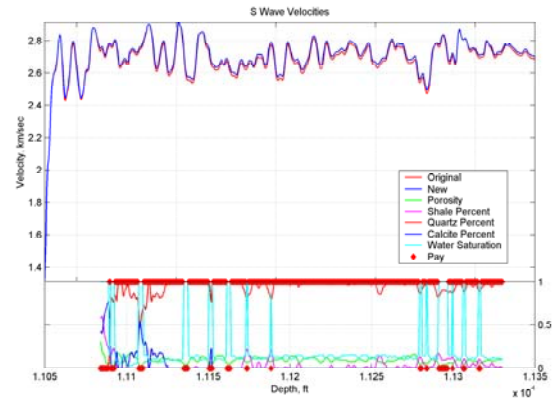


Figura 5. Vs original vs. Vs (Sw = 12%).

### Cálculo de atributos y análisis de factibilidad

En esta sección se mostrarán los grupos en diversos dominios de las propiedades petrofísicas y las variables geofísicas. En este ejercicio sólo se pretende mostrar en forma cualitativa como cambia la separabilidad de los grupos en cada uno de los distintos dominios. Para efectos de una mejor comparación, todos los espacios con dimensionalidad superior a tres se proyectaran en espacios bidimensionales mediante el uso de escalamiento multidimensional (MDS) (Cox y Cox, 1994). Del universo total de datos se escogieron un total de 86 muestras representativas de los distintos grupos para los distintos análisis efectuados.

En el caso del espacio de las propiedades elásticas (Vp, Vs, densidad), y el de los atributos  $\Lambda$ -rho y  $\mu$ -rho, cada muestra está asociada directamente a un grupo. Mientras que en el estudio de AVO, cada muestra considera el contraste entre dos grupos distintos (que definen los contactos entre capas de interés). En este estudio preliminar se consideraron todas las combinaciones posibles, sin ninguna restricción del caso real en estudio.

*1.- Espacio de las propiedades petrofísicas:* A continuación se muestra el resultado de aplicar escalamiento mutidimensional al espacio de las propiedades petrofísicas, el cual en este caso está constituido por las variables: porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, volumen de calcita y volumen de cuarzo. En la figura 6 se presentan las 86 muestras de datos en el espacio bidimensional resultante del análisis MDS.

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

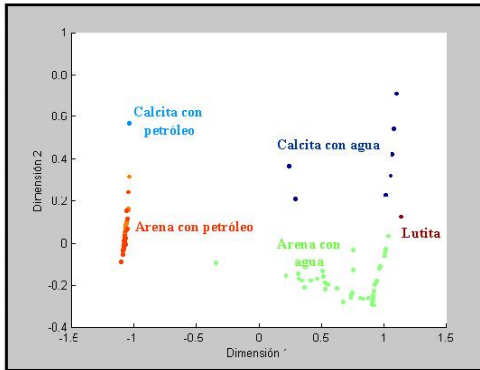


Figura 6. Grupos roca-fluido en el espacio de las propiedades petrofísicas

Cómo se observa claramente en esta figura, los grupos son totalmente separables y las dimensiones generalizadas 1 y 2 (resultantes del análisis MDS), discriminan contenido de fluido y litología, respectivamente. Nótese como se aprecian dos grupos claramente diferenciados de calcitas con agua, lo cual sugiere la inclusión de un nuevo grupo denominado calcitas lutíticas, ya que al revisar las propiedades de los puntos de calcita se destaca una diferencia significativa en el volumen de arcilla.

2.- *Espacio de las propiedades elásticas:* Como se indica en la sección de fundamentos teóricos, el cálculo analítico de los atributos sísmicos a considerar requiere de los valores de las propiedades elásticas velocidad compresional ( $V_p$ ) velocidad de cizalla ( $V_s$ ) y densidad ( $\rho$ ). A continuación se muestra el resultado de aplicar escalamiento multidimensional al espacio de estas propiedades elásticas, a fin de entender su capacidad de discriminación antes analizar el espacio de los atributos.

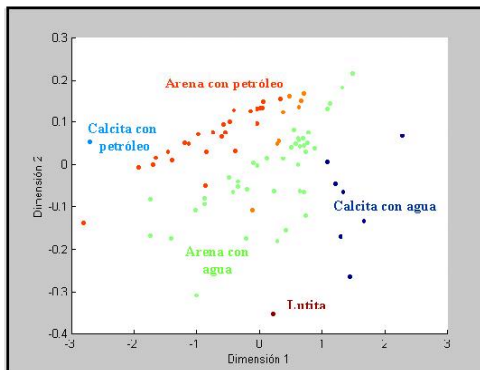


Figura 7. Grupos roca-fluido en el espacio de los propiedades elásticas

En la figura 7 se presentan las 86 muestras de datos en el espacio bidimensional resultante del análisis MDS. Como se observa claramente, aunque ya los grupos no son totalmente separables existe cierto grado de separabilidad entre ellos. En este caso, las dimensiones generalizadas 1 y 2 no discriminan por sí solas fluido y litología. Aunque la separabilidad de los contenidos de fluido es evidente, la distribución de las litologías en este nuevo espacio es mucho más compleja.

3.- *Espacio de los atributos Lambda-rho y Mu-rho:* A continuación se muestra la distribución de las mismas 86 muestras de datos en el espacio bidimensional definido por los atributos  $\Lambda$ -rho y  $\mu$ -rho. Aunque en el caso particular de este análisis, estos atributos fueron calculados analíticamente a partir de las constantes elásticas y a la resolución de los registros de pozo, (según las ecuaciones (4) y (5)), lo que pretende esta metodología es poder abordar el problema de clasificación a partir de los atributos  $\Lambda$ -rho y  $\mu$ -rho obtenidos mediante la inversión de los datos sísmicos.

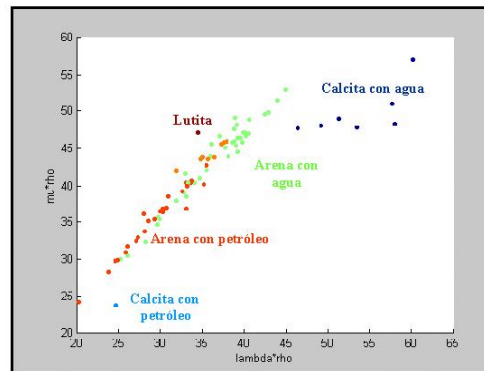


Figura 8. Grupos roca-fluido en el espacio de los atributos  $\Lambda$ -rho y  $\mu$ -rho

En este caso, la separabilidad entre grupos es bastante mala. El problema de clasificación puede ser considerado, pero la incertidumbre asociada es bastante alta,

4.- *Espacio de los atributos de AVO:* A continuación se muestra la distribución de las mismas 86 muestras de datos en el espacio bidimensional definido por los atributos de AVO intercepto y gradiente. En este ejemplo particular se muestran los atributos de AVO calculados analíticamente según las ecuaciones (2), (3) y (4), la cual resultó proveer una mejor separabilidad entre grupos.

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

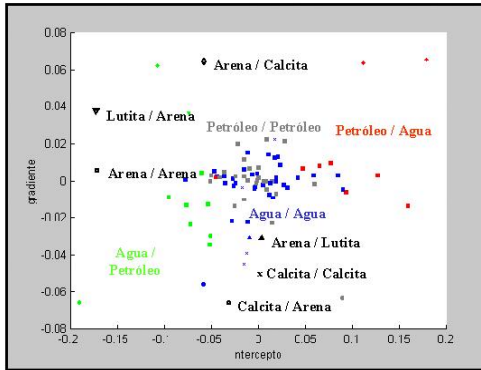


Figura 9. Grupos roca-fluido en el espacio de los atributos AVO

Nótese, como se indicó anteriormente, que debido a la naturaleza de este análisis, las muestras representan los contrastes existentes entre distintos grupos. Obsérvese de la figura como el atributo gradiente discrimina principalmente los contrastes de litología, mientras que el atributo intercepto discrimina principalmente los contrastes de fluido. Aunque la separabilidad entre grupos no es total, el problema de clasificación es bastante viable y la incertidumbre asociada pareciera ser moderada.

### Conclusiones

En este estudio hemos ilustrado en forma cualitativa la capacidad de discriminación de grupos en distintos dominios de datos, tanto medidos directamente en registros de pozo, y no invertibles de la sísmica, como atributos sísmicos extraíbles mediante procesos de inversión.

Se concluye que los atributos sísmicos en el área particular de estudio responden a los cambios de litología y fluidos, de tal manera que pueden ser utilizados como parámetros para la identificación de zonas potenciales para la explotación de crudos. Asimismo, los atributos AVO muestran un mayor potencial para la discriminación de sistemas roca-fluido.

Sin embargo, los resultados de esta actividad no pueden ser aún concluyentes hasta que no se complemente este análisis con estudios relativos a:

- 1.- Considerar los efectos que tiene sobre la separabilidad de grupos la pérdida de resolución y los efectos de propagación inherentes al uso de datos sísmicos. Estos efectos deben ser estudiados mediante modelaje sísmico y el uso de datos reales.

- 2.- Considerar el problema de clasificación en espacios de atributos superiores a dos dimensiones. Para estos efectos se podrían incluir atributos de AVO calculados a partir de sub-gathers a diferentes offsets.

- 3.- Incluir en el análisis los efectos del GAS como fluido adicional y redefinir los grupos para considerar aquellos puntos de calcita con alto contenido lutítico.

### Agradecimientos:

Los autores agradecen a PDVSA Intevp por la autorización para publicar este trabajo.

### Abreviaciones:

- AVO*: amplitud vs. offset  
*G*: gradiente AVO  
*K*: constante elástica de volumen (GPa)  
*Mu*: constante elástica de cizalla (GPa)  
*Phi*: porosidad (fracción)  
*Phi<sub>av</sub>*: porosidad promedio (fracción)  
*Rho*: densidad (gr/cm<sup>3</sup>)  
*Ro*: intercepto AVO  
*Sw*: saturación de agua (fracción)  
*Sw<sub>av</sub>*: saturación de agua promedio (fracción)  
*Vcal*: volumen de calcita (fracción)  
*Vp*: velocidad de onda P – compresional (Km/s)  
*Vs*: velocidad de onda S – cizalla (Km/s)  
*Vsh*: volumen de lutita (fracción)  
*Rho*: densidad (gr/cm<sup>3</sup>)

### Referencias

- **Aki, K., and Richards, P.G.**, 1980, *Quantitative seismology: Theory and methods*, v.1: W.H. Freeman and Co.
- **Cox, T. F., and Cox, M. A.**, 1994, *Multidimensional scaling: Monographs on Statistics and Applied Probability*, 59, Chapman & Hall.
- **Goodway, B., Chen, T., Downton, J.**, 1997, *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters*: 67th Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys, Expanded Abstract 183-186.
- **Hilterman, F. J.**, 1989, Is AVO the seismic signature of rock properties?, 59th Ann. Internat. Mtg. Soc. of Expl. Geophys., 559.

## Identificación de Sistemas Roca-Fluido

- **Jiménez, J.R y Chaveste, A.** 2002, *Estimation of elastic parameters from well data and their use in well log reconstruction at different reservoir conditions*: Sometido a publicación para el 11avo. congreso en la SOVG.
- **Mavko, G. , Mukerji, T. , and Dvorkin, J.**,1998. *The Rock Physics Handbook*: Cambridge University Press.
- **Ostrander, W. J.**, 1984, *Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence*: *Geophysics*, 49, no. 10, 1637-1648.
- **Rusell, B. H.**; *Introduction to seismic inversion methods*. S. N. Domenico, Series Editor. Course notes series, volume 2. 1996.
- **Shuey, R. T.**, 1985, *A simplification of the Zoeppritz equations*: *Geophysics*, 50, no. 4, 607-614.
- **Swan, H. W.**, 1993, *Properties of direct AVO hydrocarbon indicators in Castagna, J. P., and Backus, M. M., Eds., Offset dependent reflectivity -- Theory and practice of AVO analysis*. Society of Exploration Geophysics, 78-92.