

# ANÁLISIS AVO EN EL YACIMIENTO DE ALTA IMPEDANCIA DEL CAMPO CHUCHUPA

Mauricio Cediell<sup>1</sup>; Ovidio Almanza<sup>2</sup>; Luis Montes<sup>3</sup>

## RESUMEN

La técnica de puntos brillantes (*bright spot*) como indicador directo de hidrocarburos ha sido ampliamente usada desde los trabajos de Ostrander (1984) y particularmente en yacimientos de gas. Localizado al Norte de Colombia, el campo de Chuchupa ha producido gas continuamente durante 30 años, pero a pesar del cubrimiento del campo con sísmica 2D no se han observado anomalías de amplitud relacionadas con la acumulación de gas. Para comprender este comportamiento se realizó un análisis de AVO y se caracterizó la respuesta sísmica del yacimiento para encontrar la relación entre el comportamiento de las amplitudes con la acumulación de gas. En esta investigación se utilizaron datos de una línea sísmica Este - Oeste y registros de pozos.

En un primer enfoque se modeló la respuesta sísmica a tope y base del yacimiento generando sismogramas sintéticos usando registros de pozo y se hizo un análisis comparativo con los datos de la línea. Se encontró que el tope del yacimiento está representado por el pico de una ondícula que decrece a medida que aumenta el *offset* pero que nunca cambia de fase. Cerca de la ubicación del pozo, donde el yacimiento tiene una saturación de gas del 100%, se obtuvo una alta correlación entre los sismogramas sintéticos y los datos reales. En un segundo enfoque, con los datos sísmicos organizados en CDP, se analizaron los gráficos cruzados de intercepto contra gradiente que permitieron discriminar puntos anómalos en el cuadrante IV. Los resultados identificaron una anomalía de Clase-I, la cual no se puede apreciar en secciones sísmicas apiladas por lo que requiere de estudios en datos pre-apilados, como se muestra aquí.

**Palabras clave:** AVO, Anomalías, Pre-apilado, Yacimiento, Chuchupa, Guajira.

## AVO ANALYSIS IN THE HIGH IMPEDANCE RESERVOIR OF CHUCHUPA FIELD

### ABSTRACT

The technique of bright spot as a direct indicator of hydrocarbons has been widely used since the work of Ostrander (1984), particularly in gas fields. Located at north of Colombia, the Chuchupa field has produced gas continuously during 30 years, but despite the coverage with 2D seismic, amplitude anomalies associated with gas accumulation have not been observed. In order to find the relationships between the amplitude information and the gas accumulation, an AVO analysis was performed to describe the seismic reservoir response. The raw data of a 2D seismic line that crosses the field from East to West and a well log data set were used.

In a first approach the seismic response was modeled using well logs, so a comparative analysis between the furnished synthetic seismograms and the real CDP gathers was done. The results indicated that the reservoir's top is represented by a low amplitude peak which decreases when the offset increases but whose phase remains unchanged. In the well, where the reservoir has 100% gas saturation, a high correlation between the synthetic and real CDP gathers was observed. In a second approach, anomalous clustered points in the IV quadrant were discriminated through intercept versus gradient cross plot analysis. A weak Class-I anomaly was identified, which could not be observed in stacked sections and hence it should be analyzed using pre-stack data.

**Keywords:** AVO, Anomalies, Pre-stack, Reservoir, Chuchupa, Guajira.

<sup>1</sup> Chevron, Bogotá, [juan.cediel@chevron.com](mailto:juan.cediel@chevron.com)

<sup>2</sup> Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Depto. de Física, [oaalmanzam@unal.edu.co](mailto:oaalmanzam@unal.edu.co)

<sup>3</sup> Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Depto. de Geociencias, oficina 326, tel. 3165000-ext 16539, [lamontesv@unal.edu.co](mailto:lamontesv@unal.edu.co)

## INTRODUCCIÓN

Los registros sísmicos (*pre-stack gather*) contienen información sobre el medio elástico donde las ondas acústica y de cizalla se propagan. El comportamiento elástico de las rocas depende de la litología y del contenido de fluidos en los poros y ha sido descrito por las ecuaciones de Zoeppritz (1919) y por los trabajos pioneros de Koefoed (1955) y Gassmann (1951). Hiltermann (1975) rescató el trabajo de Koefoed, usando la variación de la amplitud con el ángulo de incidencia en datos antes del apilar para predecir la litología. Como en el caso de los “*bright spots*”, inicialmente se asociaban las anomalías de AVO a la presencia de gas, pero ya se preveía la posibilidad del uso de la metodología para detectar la presencia de petróleo. El análisis AVO (*Amplitud Variation with Offset*) fue usado para localizar reservas de hidrocarburos y disminuir el riesgo en proyectos exploratorios. Aunque el número de éxitos exploratorios aumentó, también se reportaban pozos secos en este tipo de anomalías. Como respuesta a esa realidad, Ostrander (1984) publicó una metodología para distinguir anomalías sísmicas causadas por areniscas con o sin gas utilizando datos pre-apilados o CDPs, tornando el método más robusto pero no infalible. Rutherford and Williams (1989) analizando CDPs, caracterizaron tres tipos de anomalías sísmicas producidas por hidrocarburos, (tipo I, cambio de fase tipo II y *bright spot* tipo III) las cuales se convirtieron en el estándar para la industria del petróleo. El análisis AVO ganó impulso con el trabajo de Hiltermann (1975) junto con el de Smith and Gidlow (1987), que establecieron los conceptos de intercepto y gradiente. Estos trabajos introducen la idea de analizar el comportamiento de las amplitudes sísmicas en el plano intercepto vs. gradiente a través de gráficas de correlación. Los trabajos de Rutherford and Williams (1989) y Castagna (1997), proponen la división de las anomalías de AVO en cuatro clases de acuerdo a los valores de intercepto y gradiente. En Colombia se han realizado estudios AVO para detectar yacimientos de gas con datos pre-apilado, particularmente en proyectos en tierra (Mosquera *et al.*, manuscrito en revisión).

El campo Chuchupa posee reservas de 5.2 TCF de gas metano en arenas con porosidad del 20% con espesor promedio de 140 ft y con mayor impedancia acústica que los sedimentos supra yacientes. Estudios AVO en datos apilados no muestran estos puntos brillantes en el reservorio de gas, estando aún sin determinar las razones de ello.

Usando registros sísmicos antes de apilar y registros de pozo, se realizó un análisis AVO en este yacimiento. El análisis de correlación intercepto - gradiente que discriminó puntos anómalos en el cuadrante IV e identificando una anomalía de Clase-I, la cual no es observable en secciones apiladas.

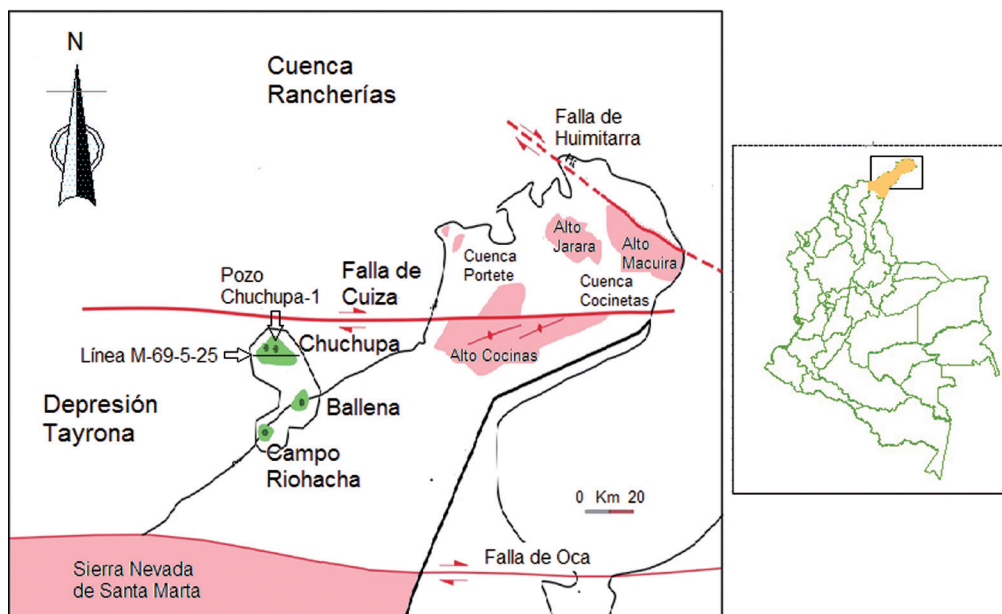
## GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El mapa de la FIGURA 1 muestra el campo de gas Chuchupa situado en la parte sur de la Península de la Guajira, área denominada Cuenca de la Baja Guajira, cuyo origen es el resultado del movimiento relativo de las fallas de rumbo de Cuiza y Oca, que a la vez representan sus límites norte y sur respectivamente (Gómez, 2001). El campo Chuchupa se encuentra en la parte norte de esta cuenca de geometría monoclinial en la cual el basamento está inclinado hacia el sur, permitiendo la acumulación de una vasta capa sedimentos para el Terciario Superior que disminuyen en espesor hacia el norte donde se presenta menor espacio de acomodación. Por este motivo, la cuenca puede ser dividida en dos partes: hacia el suroeste, la Depresión del Tayrona, con acumulación de sedimentos del Terciario de espesor cercano a los 7 km y hacia el noreste la Plataforma Chuchupa-Ballena extendiéndose dentro del golfo de Venezuela, con una sección terciaria de menor espesor e incluso remanentes de rocas Cretácicas. La falla de Oca es una falla regional de tipo dextral con rumbo este-oeste, que marca el límite sur de la cuenca de la Baja Guajira. Está localizada al norte de la Sierra Nevada de Santa Marta y se extiende por 650 km hasta Boca de Aroa en Venezuela. La Falla de Cuiza es una falla de rumbo dextral que se extiende 150 km desde costa afuera al oeste del la Península de la Guajira, hasta el oeste del Golfo de Venezuela (FIGURA 1).

La actividad tectónica del área ha cambiado la configuración de la cuenca por medio de basculamientos que desplazan las zonas con espacio de acumulación. Esto se establece al observar la línea sísmica de la FIGURA 2A donde al poner horizontal un reflector cercano al tope del Mioceno Medio, se muestra la geometría de la cuenca para el momento de la depositación de las arenas de Chuchupa (Formación Jimol), la cual se produjo sobre un basamento inclinado hacia el este donde el espesor del yacimiento es mayor, con una zona de aporte de sedimentos al sur, sur-oeste. Durante la parte baja del Mioceno Inferior el nivel del mar era bajo, pero para la parte alta del Mioceno Inferior aumenta y acumula sedimentos de grano fino de ambientes más profundos en el espacio disponible, generando truncamientos observados en la

sísmica de tipo *on lap* sobre el tope del yacimiento de Chuchupa. Para el Mioceno Medio los movimientos relativos de la Falla de Cuiza y de la Falla de Oca hicieron que la cuenca basculara y tanto el basamento como la Formación Jimol obtienen el buzamiento

que se registra en la actualidad de aproximadamente  $1^\circ$ , desplazando el espacio de acomodación hacia el oeste del campo durante el Mioceno Superior como se observa en la línea migrada M-69-6-25 de la FIGURA 2B.



**FIGURA 1.** Ubicación del campo Chuchupa en la sub cuenca de la Baja Guajira con la línea sísmica M-69-6-25 atravesándolo de Este a Oeste, con el pozo seco Chuchupa-6 al Oeste y el pozo productor de gas Chuchupa-1 al Este de la línea.

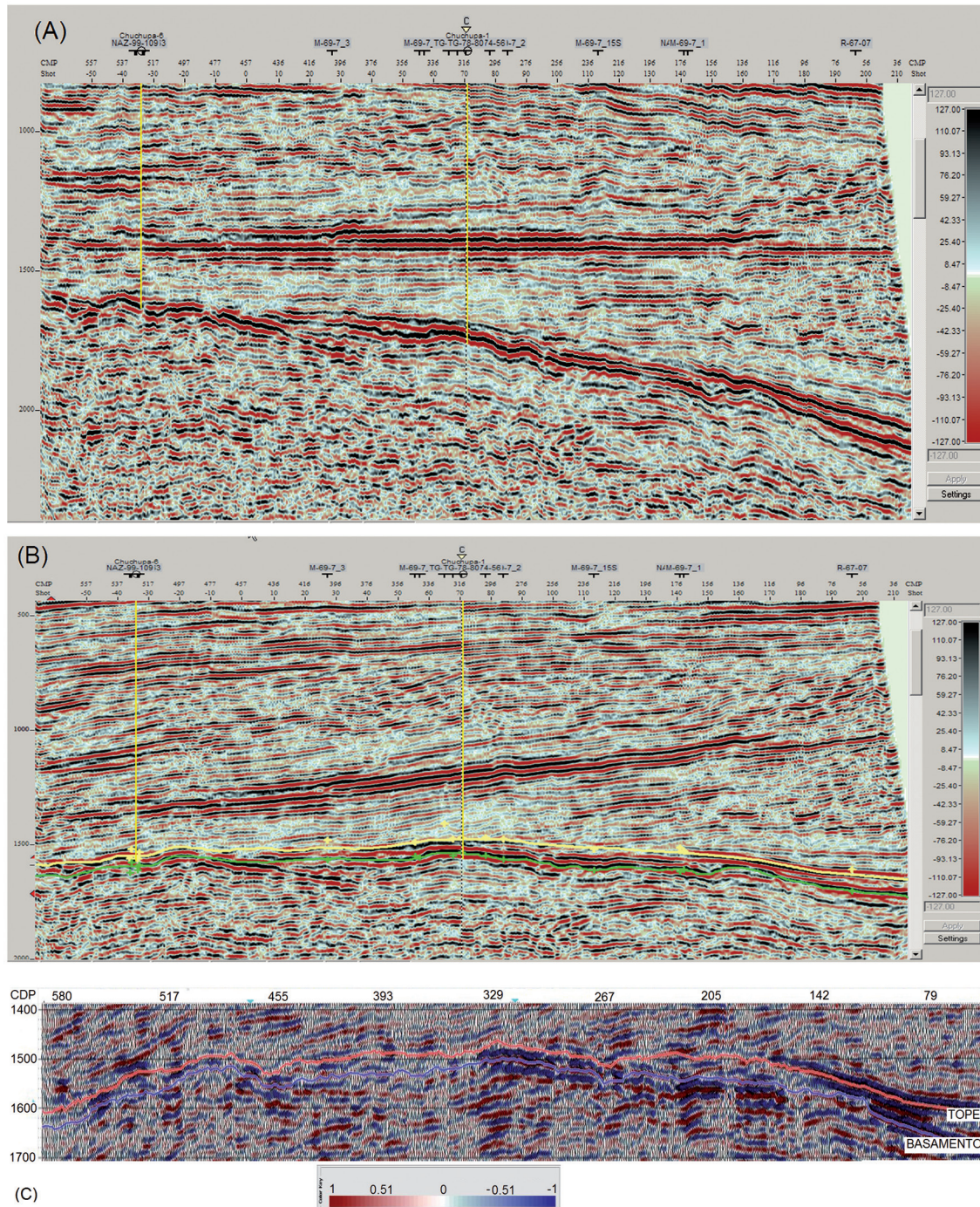
Las líneas verdes indican las zonas saturadas de agua y las líneas amarillas la zona saturada de gas. La FIGURA 2C muestra una imagen ampliada del intervalo 1400 a 1700 ms de la línea migrada M-69-6-25, donde en los flancos de la estructura se tienen zonas saturadas de agua visibles como reflectores azules muy fuertes y hacia la mitad de la estructura se observa la zona del reservorio saturada de gas. Con reflector de baja intensidad la zona saturada de gas se localiza en la parte alta de la estructura, donde hacia cerca al CDP 329 el pozo Chuchupa-1 alcanza el reservorio. Lo anterior confirma que la acumulación de gas del campo Chuchupa no genera una anomalía de amplitud en líneas apiladas denominadas de puntos brillantes (*bright spot*).

## ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de la Baja Guajira (FIGURA 3), muestra una acumulación de sedimentos del Triásico-Jurásico al Cuaternario, en intercalaciones de arenas y arcillas, con un desarrollo de carbonatos para el Cretácico y el Mioceno Inferior. El registro sedimentario del campo Chuchupa, incluye las Formaciones Uitpa, Jimol y Castilletes,

de edad Mioceno, yacente discordantemente sobre un basamento meta-sedimentario de bajo grado, formado principalmente por pizarras y filitas (FIGURA 3A). Las arenas del intervalo productor de gas hacen parte de la Formación Uitpa y de la base de la Formación Jimol (Mioceno Inferior a Mioceno Medio). Estas arenas se depositaron en un ambiente de plataforma distal por debajo de la acción de las olas y mareas, representando el ciclo transgresivo regional, que inicia en el Oligoceno Superior - Mioceno Inferior y cubre la plataforma expuesta de Chuchupa de oeste a este (Rivera *et al.*, 2007).

Los registros del pozo Chuchupa-1 en la FIGURA 3B, muestran un buen contraste de propiedades entre el sello suprayacente y el yacimiento. Se destacan para el intervalo productor los bajos valores del registro *gamma-Ray*, con un aumento hacia la parte media de la sección correspondiente a un mayor aporte de fragmentos líticos o glauconita. Las mayores resistividades están al tope del reservorio correspondiente a la acumulación de hidrocarburo. El registro sísmico muestra un incremento en la velocidad de la onda P ( $V_p$ ) y un leve aumento en los valores de densidad ( $\rho$ ) en el mismo lugar.

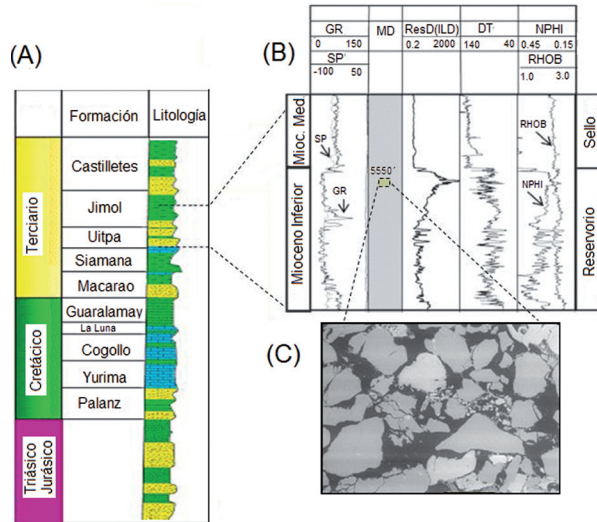


**FIGURA 2.** Línea sísmica M-69\_6-25 **A)** El reflector horizontal al tope del Mioceno Medio muestra a forma del basamento al momento de la depositación. **B)** La sección migrada muestra como varía amplitud en las zonas saturadas de agua (en verde) y con gas (amarillo.) y en **C)** En mayor detalle la reflectividad es más fuerte en la zona saturada de agua y débil en la zona de gas.

Las facies dominantes en este intervalo son del tipo arenisca. La distribución de tamaños de grano o selección es moderada, con texturas que van de arena media a gruesa y en menor proporción de arena fina a gruesa y se caracteriza por su moderada compactación. La composición mineralógica de las arenas indica un

90% de cuarzo, 8% de feldespato y 2% de fragmentos líticos ígneos y/o metamórficos, con bajos porcentajes de glauconita, cemento calcáreo y fragmentos fósiles, que señalan que el yacimiento Chuchupa está conformado por cuarzo-arenitas, sub-arcosas y lito-arenitas.

En la imagen de la sección delgada, FIGURA 3C, se observa la poca presencia de texturas y minerales arcillosos con predominio de granos sub angulares con evidencias de poca área de contacto, lo que indica poco transporte de los sedimentos desde el área fuente y un nivel de energía presente en el ambiente que impidió la acumulación de texturas finas.



**FIGURA 3.** A) Columna estratigráfica generalizada (ANH). B) Registros eléctricos del pozo Chuchupa 2 y C) Foto de microscopía electrónica de barrido (SEM) del intervalo productor de gas, mostrando la poca área de contacto entre los granos, su angularidad y el bajo porcentaje de arcillas.

La parte superior de la Formación Jimol suprayace concordantemente el intervalo productor de gas. Está constituida por lutitas con delgadas intercalaciones arenosas del Mioceno Medio a Superior. El ambiente de depósito es marino profundo y representa un aumento de la profundidad de la cuenca debido a un aumento del nivel del mar y/o movimientos tectónicos. En los registros eléctricos del pozo Chuchupa-1 de la FIGURA 3B, estos sedimentos muestran su carácter arcilloso ya que presentan altos valores del registro *gamma Ray*, menores niveles tanto de resistividad como de densidad y mayores tiempo de tránsito que el intervalo productor.

Dados los contrastes entre el sello y el reservorio evidenciados en la información de registros eléctricos, los valores de impedancia acústica mayores en el reservorio serán mayores que en la roca sello y un coeficiente de reflexión positivo. En consecuencia la interface que separa al sello del yacimiento sería representada sísmicamente por el pico de una ondícula.

## TEORÍA

El análisis AVO se implementó en la década de los años 80 como indicador directo de hidrocarburos (Ostrander, 1984), al mostrar como la presencia de gas en una capa de arena cubierta por lutitas, genera anomalías de amplitud en secciones apiladas pero no en arenas saturadas con agua. Al incidir la onda P sobre una interface con un ángulo  $\theta$  se generan ondas convertidas PS, fenómeno descrito por las ecuaciones de Zoeppritz (1919). El coeficiente de reflexión  $R(\theta)$  se aproxima (Shuey, 1985) mediante:

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + F (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (1)$$

Donde  $A = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$ ,  $B = \frac{\Delta V_p}{2V_p} - 2 \left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 \left( 2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$

$$\text{y } F = \frac{\Delta V_p}{2V_p} \cdot \Delta \rho, \Delta V_p \text{ y } \Delta V_s$$

Se representan las variaciones de densidad y velocidades de ondas P y S a ambos lados de la interface; mientras  $\rho$ ,  $V_p$  y  $V_s$  expresan sus promedios. El primer término de la ecuación 1, denominado intercepto, es el coeficiente de reflexión cuando  $\theta$  es cero, el segundo término, llamado gradiente, expresa la contribución de *offsets* medios y el tercero la contribución de *offsets* lejanos. Normalmente el rango de ángulos disponibles para los análisis de AVO es menor de los  $35^\circ$ , razón por la cual solo se consideran los dos primeros términos de la ecuación 1. El intercepto depende solo de los contrastes de impedancia acústica, mientras el gradiente depende de  $V_p$ ,  $V_s$  y  $\rho$  a ambos lados de la interface.

Al tope de una arena con gas, Rutherford and Williams (1989) definen tres anomalías AVO, caracterizadas todas por un gradiente negativo. Las Clase 1 con interceptos positivos cambia de fase a los  $25^\circ$ , mientras la clase 3 tiene interceptos negativos. La clase 2 inicia con interceptos cercanos a cero y cambia de fase a los  $5^\circ$ . La clase 4 (Castagna *et al.*, 1998) tiene pendiente positiva iniciando con interceptos negativos que aumentan a medida que crece  $\theta$  (FIGURA 4A). En una gráfica intercepto - gradiente, los puntos que representan amplitudes generadas por lutitas y arenas saturadas con agua se alinean alrededor de una recta que pasa por el origen denominada *Background*. Los puntos que están alejados de la nube se asocian a presencia de gas y según el cuadrante en el que estén, se asocia a uno de los cuatro tipos de anomalías. La clase 1 en el cuadrante IV, la clase 2 en límites del cuadrante III y IV, la clase 3 en el cuadrante III y la clase 4 en el cuadrante II (FIGURA 4B).

Las anomalías de AVO fueron definidas para arenas con gas, sin embargo actualmente son utilizadas para la descripción de una señal sísmica anómala y su clasificación, ya que no necesariamente corresponden a arenas con gas. La FIGURA 4C, muestra líneas azules que representan arenas cementadas y rojas que indican arenas friables o poco compactas. Cuando las arenas cementadas contienen gas, generan una señal sísmica

similar a la que generaría una arena poco compacta con agua. Las dos pueden ser catalogadas como anomalía clase 2 e incurrir en errores durante el análisis de un prospecto (Avseth and Bachrach., 2005). Por tal motivo es necesario disponer de información geológica del objetivo, que permita tener claras las características sedimentológicas, para luego asociar las amplitudes con una litología específica.

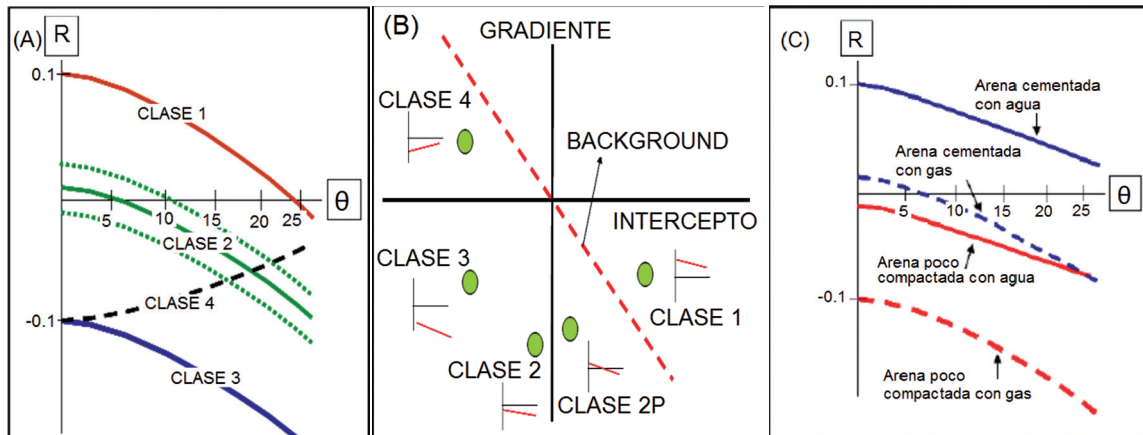


FIGURA 4. A) Clases de anomalía AVO en Grafico de  $R(\theta)$ , B) Anomalías AVO en una grafica intercepto vs. gradiente y C)  $R(\theta)$  en condiciones litológicas y contenido de fluido diferentes

## ANÁLISIS PETROFÍSICO

La FIGURA 5 muestra los registros del pozo productor de gas Chuchupa-1, donde el yacimiento tiene un espesor de 140 pies, el tope está a 5250 pies y la base a 5390 pies de profundidad. El registro *gamma ray* muestra un fuerte contraste en los topes de yacimiento y de basamento. El intervalo productor con bajos valores de *gamma ray* se expresa como una arena masiva sin intercalaciones de arcilla. El registro de densidad (RHOB) disminuye cuando pasa del sello al yacimiento y aumenta cuando pasa del yacimiento al basamento.

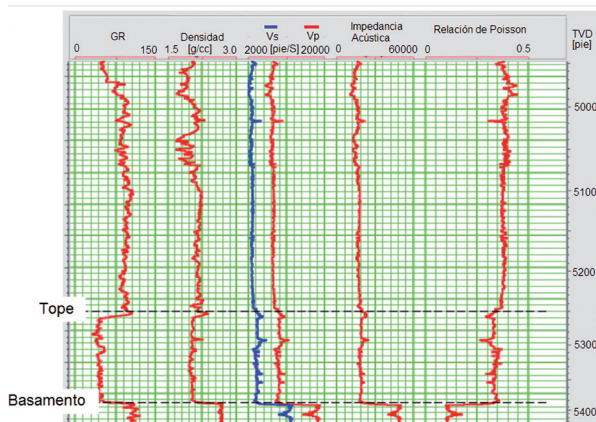


FIGURA 5. Comportamiento de los registros del pozo Chuchupa-1 en tope de yacimiento y basamento.

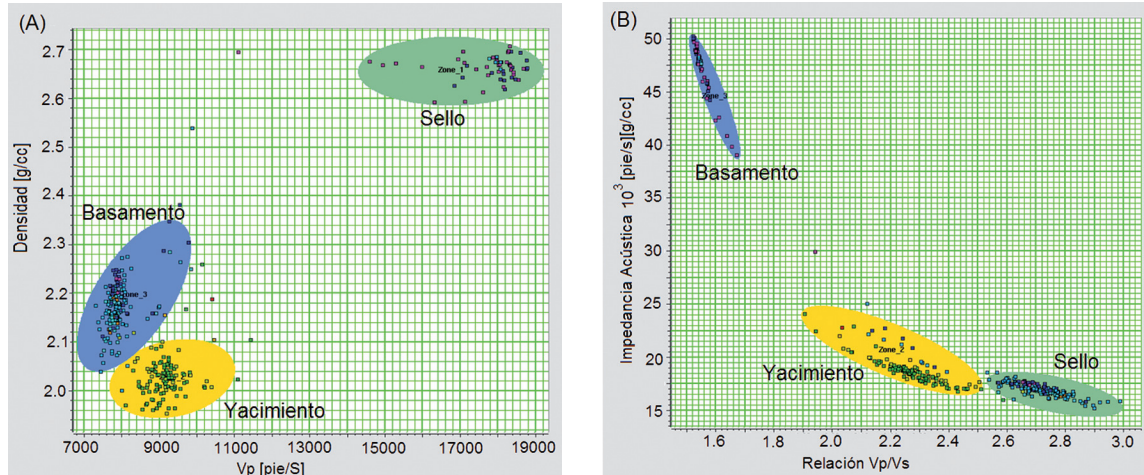
Ante la ausencia de registros  $V_s$  éste se calculó con la relación  $V_s = 0.8619 \times V_p - 1172$  (Castagna *et al.*, 1985). La Impedancia Acústica (IA) muestra un leve aumento cuando pasa del sello al yacimiento, lo que indica que aunque disminuya la densidad, el coeficiente de reflexión *offset* será positivo, representado por el pico de una ondícula. Finalmente, la relación de Poisson ( $\sigma$ ) disminuye al pasar del sello al reservorio con un promedio de 0.3, ligeramente superior al límite máximo de 0.25 propuesto por Dvorkin (2006) para yacimientos de gas. Al tope del basamento  $\sigma$  baja 0.1 indicando un aumento de la resistencia al cizallamiento y por ende de  $V_s$ . La correlación  $V_p - \rho$  de la FIGURA 6A, indica que el basamento posee rangos de  $V_p$  y  $\rho$  altos, mientras estos son bajos en el sello y el yacimiento, siendo en el yacimiento  $\rho$  menor y  $V_p$  mayor que en el sello. En la correlación  $V_p/V_s$  - Impedancia Acústica (IA) de la FIGURA 6B, el basamento se discrimina por su alta IA y baja relación  $V_p/V_s$  mientras la relación  $V_p/V_s$  discrimina el sello del yacimiento.

## ANÁLISIS AVO

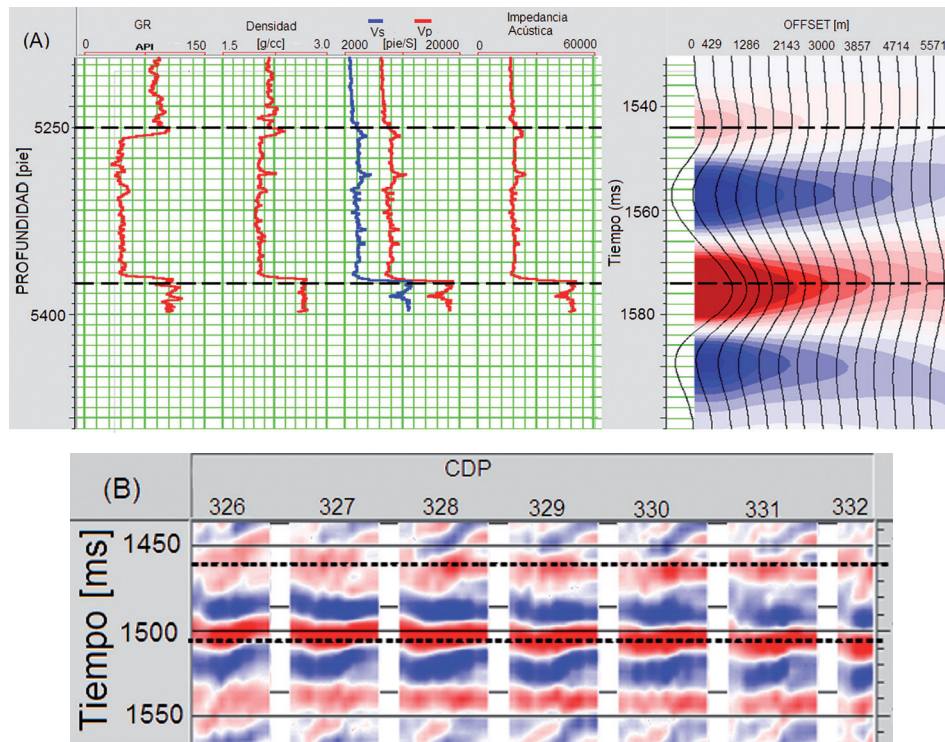
Se usaron los registros del Pozo Chuchupa-1 para modelar la respuesta sísmica al tope del yacimiento saturado con gas, la que se indica con un pico de baja amplitud en los *offsets* cercanos que disminuye al aumentar el *offset* sin evidencia de cambio de fase

(FIGURA 7A). El basamento también está representado con un pico de mayor amplitud debido al mayor contraste de propiedades elásticas en esta interface. La respuesta sísmica en los CDP *gathers* en la vecindad del

pozo muestra un patrón similar. Al tope del yacimiento una reflexión de baja amplitud que disminuye con el *offset* y en el basamento una reflexión decreciente de mayor amplitud (FIGURA 7B).



**FIGURA 6.** Relaciones entre propiedades físicas, pozo Chuchupa-1. **A)** Correlación Vp vs. Densidad. **B)** Correlación Vp/Vs – IA, donde la no superposición de datos implica distintas litologías en cada reflector.



**FIGURA 7.** Saturación con gas. **A)** CDP sintético con saturación 100% de gas y respuesta en CDP sintéticos. **B)** En tope y la base los CDP reales muestran respuesta similar a CDPs sintéticos.

La FIGURA 8A muestra el aumento en Vp,  $\rho$  y  $\sigma$  al tope del yacimiento, por reemplazamiento de fluidos con 100% de saturación de agua. La amplitud al tope es mayor cuando el yacimiento se satura con agua que

con gas y disminuye con el *offset*, pero no llega a cero, mientras que en el basamento es una reflexión de menor amplitud que disminuye y cambia de fase al aumentar el *offset* (FIGURA 8B). Comportamientos similares se

observan al tope de yacimiento y basamento en los CDP 122 al 127 (FIGURA 8C), lo que permitiría discriminar zonas saturadas de agua de otras con gas.

Los valores de intercepto (A) y gradiente (B) se estimaron utilizando los datos pre-apilado de la línea sísmica M-69-6-25. Se usó una ventana de 400 ms (200 ms arriba y abajo del tope interpretado) entre los CDPs 520 - 560 localizados cerca del pozo Chuchupa-6, el cual produjo agua. La FIGURA 9A muestra la correlación A - B, con el *background* cruzando el origen y la ausencia de puntos anómalos. La FIGURA 9B muestra la correlación A - B de CDPs cerca del pozo productor Chuchupa-1, donde se observa una dispersión de puntos anómalos alrededor del *background*. Los puntos asociados al tope del yacimiento con gas se resaltan dentro de la zona azul y en la zona amarilla los puntos del *background*, que en este caso representan las

amplitudes del sello y del basamento respectivamente. Estas nubes de puntos fueron desplegadas en una sección sísmica (FIGURA 9c) la cual muestra el tope del yacimiento. Se concluye que la presencia de gas produce una nube de puntos anómalos por encima del *background* y se interpreta como una anomalía Clase 1 con altos valores de intercepto que representa un marcado contraste de impedancia acústica entre el sello y el yacimiento y bajos valores de gradiente que se generan en yacimientos moderadamente consolidados, lo cual es consistente con la información litológica del yacimiento. No es posible identificar la base del yacimiento aislando una nube de puntos en el cuadrante III, opuesto al cuadrante de localización de los puntos anómalos, ya que esto sólo sucede cuando las arenas del yacimiento están limitadas hacia tope y base por sedimentos con características litológicas y petrofísicas similares.

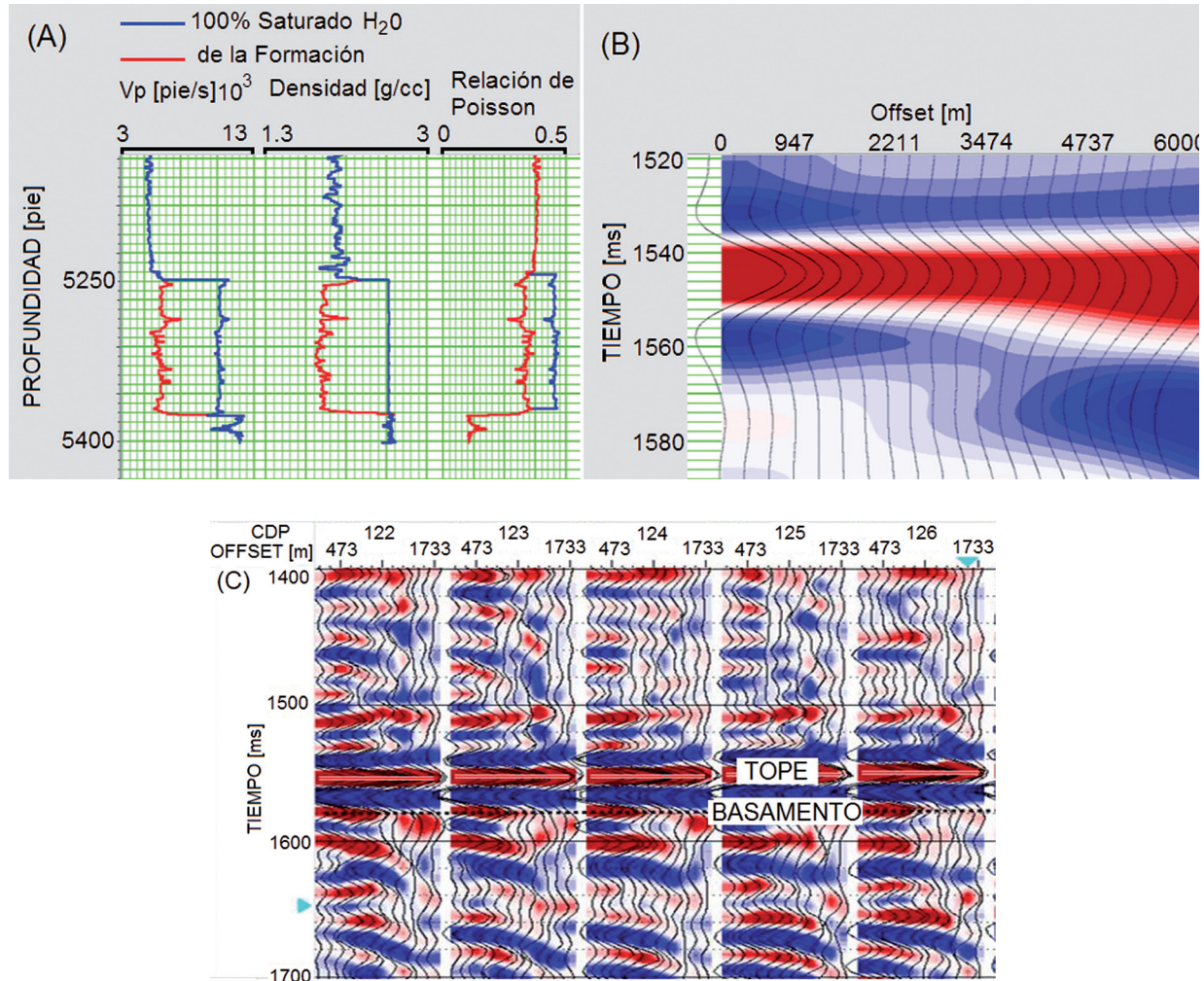
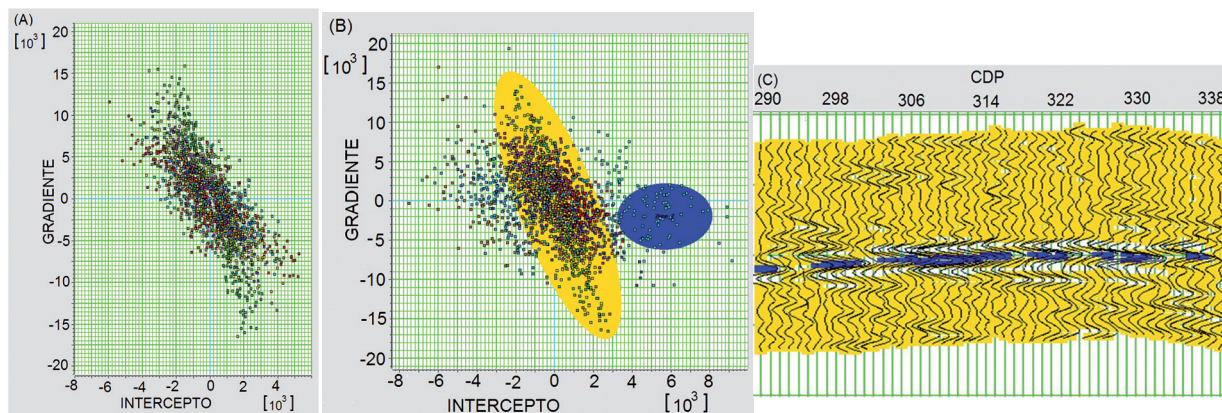


FIGURA 8. A) Respuesta en registros por reemplazamiento de fluidos. B) Respuesta en CDPs sintéticos ante reemplazamiento de fluidos. C) La respuesta observada en CDP reales es similar a la calculada en los CDPs sintéticos.



**FIGURA 9. A)** La correlación intercepto - gradiente de datos sísmicos en la vecindad del pozo seco Chuchupa-6 no muestra anomalías fuera del agrupamiento del *background*, mientras en **B)** alrededor del pozo productor Chuchupa-1, el gráfico muestra separada del *background* (amarillo) una anomalía (azul) asociada al tope de yacimiento que corresponden a **C)** las trazas sísmicas al tope del yacimiento (azul) que generan la anomalía.

## CONCLUSIONES

La ausencia de compartimentos en el campo Chuchupa (por no estar afectado por fallas), el bajo buzamiento ( $2^\circ$ ) y el espesor promedio del yacimiento (140 pies) garantizan las condiciones para la aplicación del análisis AVO y la credibilidad de los resultados suministrados.

La sección delgada permitió relacionar los bajos valores de gradiente (B) con la poca área de contacto entre los granos que conforman el yacimiento y su baja resistencia ante eventos de cizallamiento y los altos valores de intercepto (A) con los contrastes positivos de impedancia acústica con las lutitas suprayacentes. La diferencia entre valores de gradiente de la zona saturada con gas a la zona saturada con agua, puede estar relacionada con cambios en los minerales que conforman el yacimiento, aumento de volumen de arcillas, mayor porcentaje de cemento calcáreo o mayor compactación, que hacen a la roca más resistente al cizallamiento. El intervalo productor se caracteriza por arenas de baja compactación, con poca área de contacto entre los granos y baja resistencia al cizallamiento. Sin embargo el yacimiento es de alta impedancia, debido a que el sello presenta menores valores de  $V_p$  y  $\rho$  y por ende menor impedancia acústica.

Al tope del intervalo productor del campo Chuchupa, se identificó una anomalía Clase 1, caracterizada por una reflectividad positiva de baja amplitud que disminuye con el *offset* tendiendo a cero.

La pendiente en la tendencia de las amplitudes, permitieron asociar la sísmica con las características petrofísicas del yacimiento, observando diferencia de la zona saturada con gas a la zona saturada con agua,

que indicarían cambios en la composición mineralógica del yacimiento con disminución en la porosidad, lo que aumenta la resistencia al cizallamiento y por ende Vs.

Los gráficos de intercepto contra gradiente permitieron establecer la relación entre la información de amplitudes y las propiedades petrofísicas del yacimiento ya que los puntos anómalos corresponden a altos valores de intercepto, asociado al contraste de impedancia sello - yacimiento y a los bajos valores del gradiente en arenas de baja compactación con bajos valores de Vs que indican la poca resistencia al cizallamiento.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores manifiestan su agradecimiento a la compañía Chevron por permitir el uso de los datos del proyecto como también a la Universidad Nacional de Colombia por el apoyo dado durante el desarrollo del mismo.

## REFERENCIAS

- Avseth, P., and Bachrach, P. 2005 Seismic properties of unconsolidated sands: Tangential stiffness,  $V_p/V_s$  ratios and diagenesis. SEG Expanded Abstract, 24: 1473-1476.
- Castagna, J., Batzle, M., and Eastwood, R. 1985. Relation between Compressional-Waves and Shear-Waves Velocities in clastics Silicates Rocks. Geophysics, 50: 571-581.
- Castagna, J. 1997. Offset-Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis: Investigation in Geophysics, No. 8. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, pp. 7-13.

Castagna, J., Swan, H., Foster, D. 1998. Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63: 948-956.

Dvorkin, J. 2006. Can Gas Sand Have a Large Poisson Ratio? *SEG Expanded Abstracts* 25: 1908-1912.

Gassmann, F. 1951. Elastic waves through a packing of spheres. *Geophysics*, 16: 673-685.

Gómez, I., 2001. Structural style and evolution of the Cuisa fault system, Guajira, Colombia. University of Houston, Houston, TX, United States, Master's thesis.

Hilterman, F. 1975. Amplitudes of Seismic Waves - A Quick Look. *Geophysics*, 40: 745-762.

Koefoed, O. 1955. On the Effect of the Poisson's Ratio of Rock Strata on the reflection Coefficients of Plane Waves. *Geophysical Prospecting*, 3: 381-387.

Mosquera J., Ghisays A., and Montes, L. 2012. AVO with partial stack to detect gas anomalies in the Güepajé-3D project. En revisión - *Geofísica International*.

Ostrander, W. 1984, Plane wave reflection coefficients for gas sands at non normal angles of incidence: *Geophysics*, 49: 1637-1648.

Rivera, N., Meza, N., Kim, J., Clark, P., Garber, R., Fajardo, A., and Peña, V. 2007. Static and dynamic uncertainty management for probabilistic production forecast in Chuchupa field, Colombia. *Reservoir Evaluation & Engineering*, 10 (4): 433-439.

Shuey, R. 1985. A Simplification of the Zoeppritz Equation. *Geophysics*, 50: 609-614.

Rutherford, S., and Williams, R. 1989. Amplitude versus Offset variations in Gas Sands. *Geophysics*, 54: 680-688.

Smith, G., and Gidlow, P. 1987. Weighted Stacking for Rock Property Estimation and Detection of Gas. *Geophysical Prospecting*, 35 (9): 993-1014.

Zoeppritz, K. 1919. On the Reflection and Propagation of Seismic Waves. *Gottinger Nachrichten*, I: 66-84.

---

---

Trabajo recibido: Abril 11 de 2012  
Trabajo aceptado: Diciembre 17 de 2012