

DISCRIMINACIÓN DE GAS COMERCIAL Y GAS FIZZ MEDIANTE ANÁLISIS DE ATRIBUTOS AVO Y MODELADO DE SUBSTITUCIÓN DE FLUIDOS

Lorena Giraldo ¹, Andres Calle², Cesar Pineda³

RESUMEN

El análisis de atributos AVO, basado en modelos geofísicos, física de roca y modelado sísmico se ha convertido en una herramienta importante en estudios de proyectos de exploración petrolera, ayudando a reconocer zonas de posible interés comercial. Desafortunadamente se ha reconocido que es difícil hacer una discriminación de rocas saturadas con gas comercial (mayores a 50%) de aquellas con bajo contenido, llamado Gas fizz (1-10 %) utilizando exclusivamente el análisis AVO (Amplitud Vs Offset), en el cual se ha reportado fracasos en la literatura donde el gas fizz ha sido fuente de interpretación errónea de indicadores de hidrocarburos comerciales.

Palabras claves: Substitución de fluidos; análisis AVO; gas fizz; registros de pozos.

ABSTRACT

The Analysis of the AVO attributes based on geophysics models, rock physics and seismic modeling, has become an important tool in the study of the exploration projects, helping to recognize zones with possible commercial interest. However, it is recognized the difficulty in the discrimination between the rocks saturated with commercial gas (over 50%) and those with a low content of gas, namely Fizz Gas (1-10%) using the AVO analysis exclusively; several failures are reported on the literature where the Fizz Gas has lead into a wrong interpretation of the commercial hydrocarbons markers.

Keywords: fluid substitution, AVO analysis, Gas fizz, well log.

¹ Ingeniera de Petróleos, Grupo Investigación Petrosísmica, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E-mail: lorecanda@gmail.com

² MSc en Geofísica. Director Grupo Investigación Petrosísmica. ECOPETROL-ICP. Piedecuesta. Colombia. E-mail: andres.calle@ecopetrol.com.co

³Ingeniero de Petróleos, Candidato M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Profesor Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia. E- mail: cpineda@uis.edu.co

INTRODUCCIÓN

La técnica AVO estudia las variaciones en la amplitud de la reflexión sísmica con cambios en la distancia entre puntos de disparo y receptores. El análisis AVO permite a los geofísicos tener una mayor identificación de las propiedades de la roca en los yacimientos, tales como porosidad, densidad, litología y contenido de fluido. Esta técnica ha sido desarrollada desde inicio de los 80s, y desde entonces, es de gran utilidad como indicador de hidrocarburos, obteniendo, resultados exitosos y otros no tanto (Mukerji et al 2002). En las etapas de exploración y explotación de yacimientos es necesario hacer un estudio preliminar de las características elásticas de las rocas y realizar un estudio de factibilidad AVO con el uso de registros de pozo que permitan tener una mayor confianza en los resultados obtenidos.

Para el desarrollo de este trabajo, se seleccionó un área de interés en una cuenca del Caribe Colombiano (Figura 1) con información de pozo y geológica bien definida. En términos generales se tomó como referencia un pozo con una profundidad aproximada de 6000 pies de sedimentos poco consolidados.

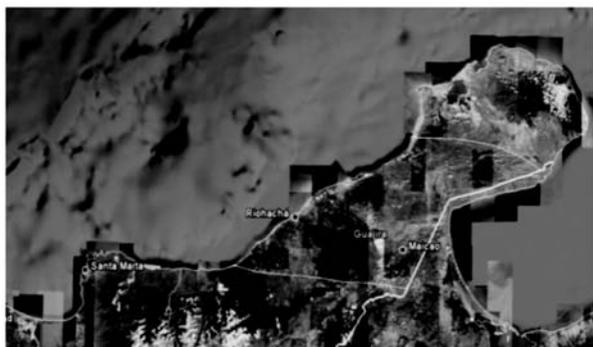


Figura 1. Imagen del Caribe Colombiano objeto del presente trabajo. Fuente: Google Earth

METODOLOGÍA

La integración de física de rocas, modelado de sustitución de fluidos y análisis AVO tiene como objetivo estimar el comportamiento sísmico debido a la diferencia entre las propiedades de la roca saturada de agua y gas.

Con el fin de diferenciar zonas de roca saturadas con gas fizz y gas comercial se estableció una metodología de trabajo mostrada en la figura 2.

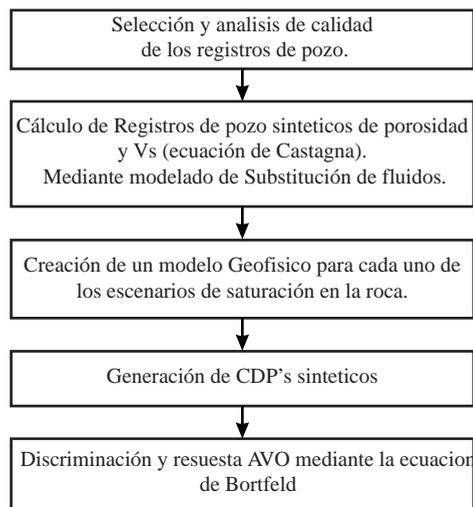


Figura 2. Metodología utilizada en el pozo del Caribe Colombiano para la discriminación de gas fizz y gas comercial.

SELECCIÓN DE DATOS DE ENTRADA

Para el desarrollo del modelado es necesario contar con información de registros de pozo, tales como, registro de densidad (RHOB), litológico (GR), y un registro que permita el cálculo de velocidad de la onda P (DT). A partir de la ecuación de Castagna (ecuación 1) se creó un registro de velocidad de la onda S sintético para medios Húmedos ($S_w = 100\%$).

$$V_s = 0.86 * V_p + (-1.172) \text{ Km/s} \quad (1)$$

Donde:

V_s = Velocidad de la onda S

V_p = Velocidad de la onda P

MODELADO DE SUSTITUCIÓN DE FLUIDOS

El modelado de sustitución de fluidos estima la diferencia entre posibles escenarios de saturación en la roca, que mediante las ecuaciones de Gassman (1951), (ecuación 2 y3) se obtienen registros de pozo sintéticos a partir de las condiciones iniciales del modelo, con el fin de predecir un comportamiento en los diferentes cambios de saturación de la roca.

$$V_{p_sat} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{3}{4} \mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (2)$$

$$V_{s_sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (3)$$

Donde:

μ_{sat} = Módulo de cizalla de la roca saturada.

ρ_{sat} = Densidad de la roca.

κ_{sat} = Módulo de Volumen.

Para realizar el modelado de sustitución de fluidos, Gassman (1951) propone las siguientes suposiciones:

- 1) La roca es Homogénea y elástica.
- 2) El espacio poroso está conectado totalmente.

3) La roca está 100% saturada de un solo fluido.

4) La distribución de la roca es isotrópica (minerales).

Inicialmente, la zona de interés (arenas productoras) tiene una saturación de 100% agua, donde sólo varían las propiedades elásticas en este intervalo, generando registros de pozo sintéticos para cada escenario de saturación, mediante los registros originales (figuras 3 y 4).

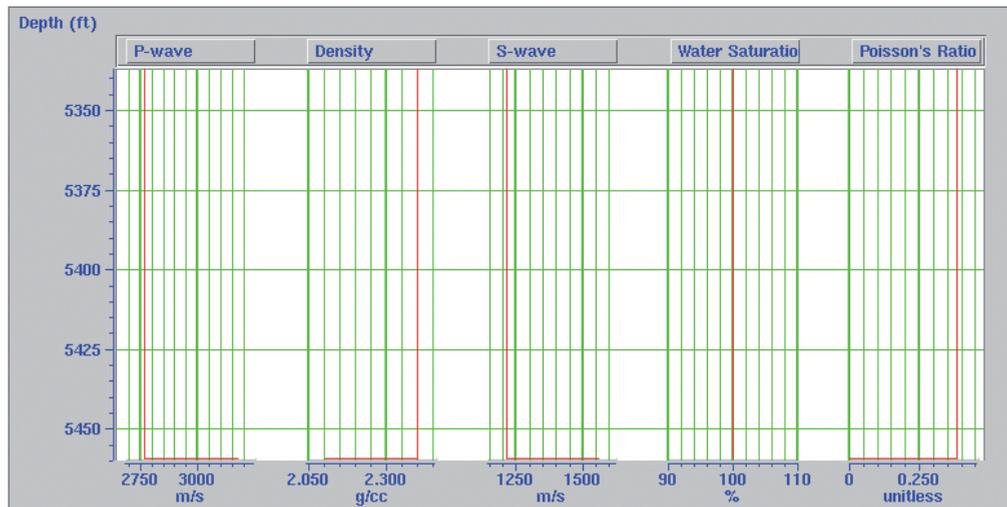


Figura 3. Registros de pozo en el intervalo de arenas productoras con $S_w = 100\%$ (estado original).

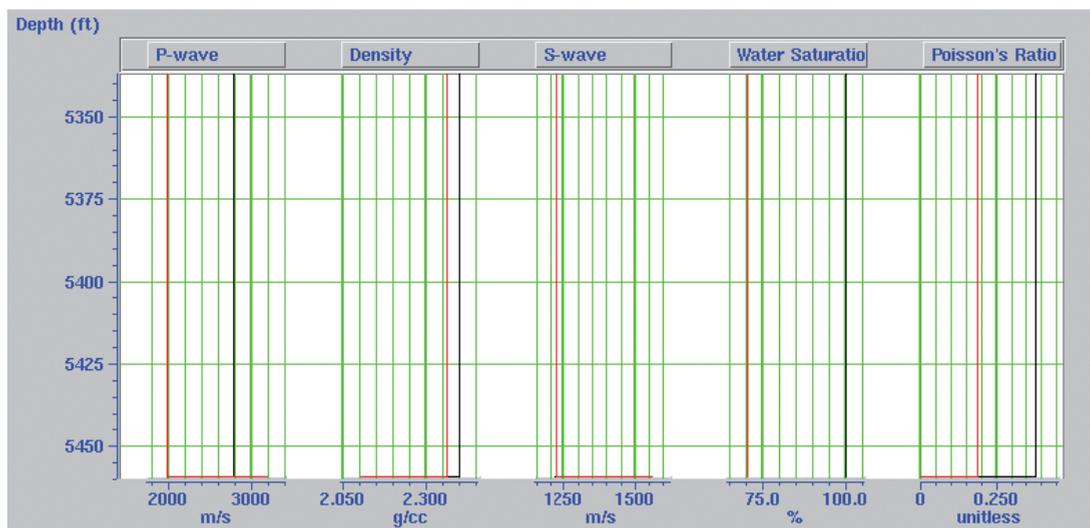


Figura 4. Registros sintéticos de pozo en el intervalo de arenas productoras con $S_w 30\%$. Traza roja registros sintéticos. Traza negra registros originales.

A partir del análisis de registros de pozo y modelado de sustitución de fluidos se determinan las propiedades elásticas de la roca, así como algunas relaciones no lineales que permiten la caracterización del yacimiento (densidad, Porosidad) mediante un modelo geofísico con geometría y propiedades variables (sólo en el intervalo productor). Ver figura 5.

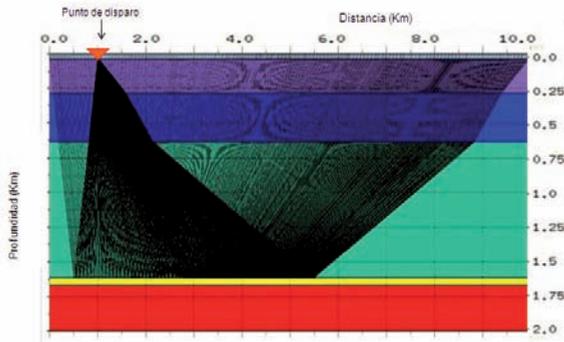


Figura 5. Modelo Geofísico del pozo del Caribe Colombiano.

Para generar indicadores de hidrocarburos confiables en la identificación de zonas de interés comercial en el Caribe colombiano se analiza el comportamiento de la variación de las velocidades con respecto a la saturación de fluido en la roca para determinar la sensibilidad que permita hacer la discriminación del gas fizz y gas comercial.

En la figura 6, se observa el cambio de las velocidades en función de la saturación. Nótese que la velocidad de la onda P tiene un gran impacto en la zona de gas fizz ($S_w = 90\%$), donde se presenta un cambio abrupto de pendiente. La velocidad de la onda P permite definir una discriminación en zonas de gas fizz y comercial, determinando la sensibilidad que presenta ante la rigidez del medio; mayor rigidez, mayor saturación de agua, menor rigidez, mayor saturación de gas. Este comportamiento es explicado por Biot-Gassman el cual estudia la teoría de propagación de la onda en rocas saturadas de fluido (Smith et al 2003).

En la tabla 1. se observa una relación entre la velocidad de la onda P con respecto a la velocidad de la onda S y el coeficiente de Poisson (dinámico), que es útil para determinar cambio de litologías mediante la relación y cambio de velocidades estableciendo parámetros cuando la roca contiene en sus poros sólo agua ($S_w = 100\%$) o gas ($S_w = 30\%$), (figura 7).

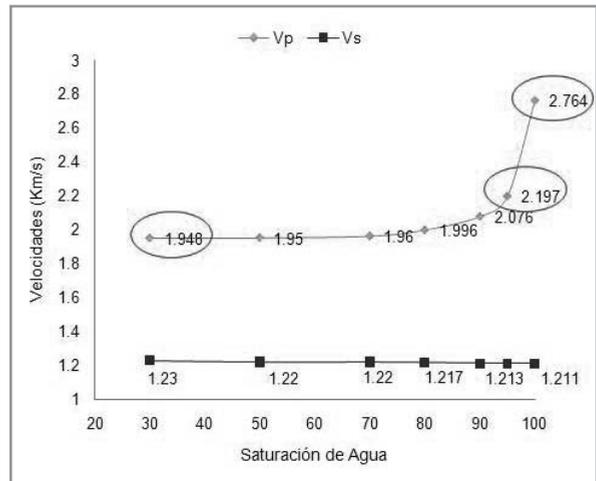


Figura 6. Comportamiento de la Velocidad vs Saturación de agua, para el pozo modelado del Caribe Colombiano.

Tabla 1. Relación del coeficiente de Poisson para diferente escenarios de saturación de fluidos

Vp/Vs	σ (Poisson's)	Caso
$\sqrt{2}$	0	
1.5	0.1	Gas
2	1/3	Húmedo ($S_w 100\%$)
∞	0.5	Vs=0

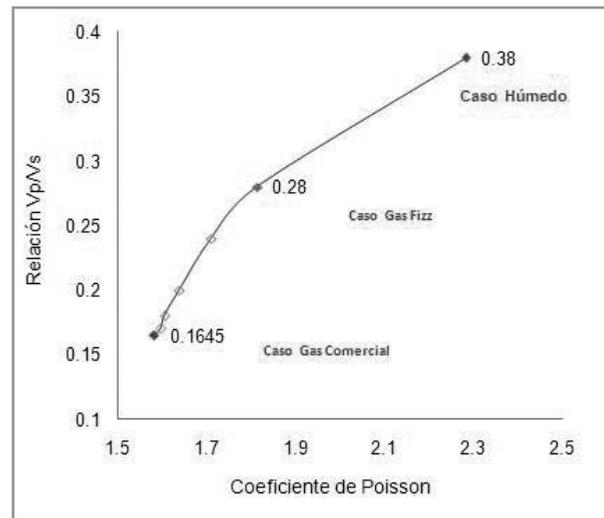


Figura 7. Radio de Poisson vs Vp/Vs, para el pozo modelado del Caribe Colombiano.

DISCRIMINACIÓN Y RESPUESTA AVO

El análisis AVO es una técnica utilizada en estudios de exploración, como una alternativa para la identificación de zonas de interés; fue propuesta por Ostrander (1984) quien demostró que los coeficientes de reflexión en arenas saturadas de gas varían de una forma anómala con el incremento de la distancia fuente-receptor (offset). Las reflexiones sísmicas de arenas con gas muestran un amplio rango de características AVO. Los factores que determinan el comportamiento de la variación de la amplitud con el offset son el coeficiente de reflexión de incidencia normal (R_0) y la relación de poisson (Rutherford y Williams, 1989). Rutherford y Williams basados en las características AVO en términos definieron las anomalías Como tipo I, II, III y IV.

Las anomalías tipo I se caracterizan por tener alta impedancia, las tipo II impedancias cercanas a cero, tipo III y IV impedancias bajas (negativas), siendo la IV la única que incrementa en valor absoluto de la amplitud con el offset (ver figura 8).

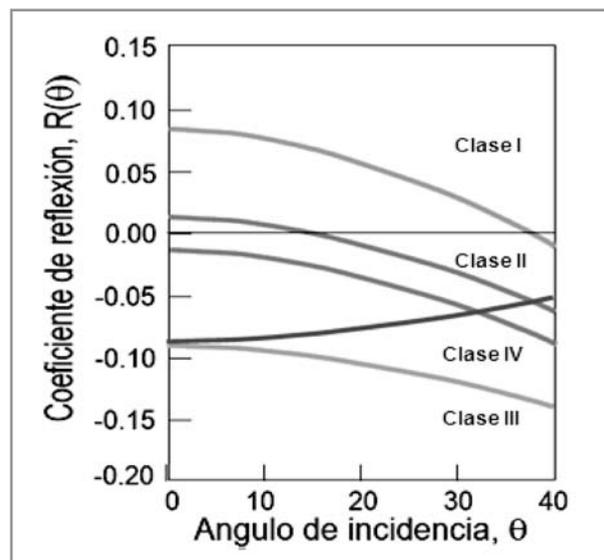


Figura 8. Clasificación de anomalías. Para topes de arenas saturadas con gas. Fuente: Theory and Practice of AVO Analysis. John Castagna.

La solución exacta del estudio de las reflexiones sísmicas sobre una interfase que separa dos medios homogéneos, isotrópicos, semi-infinitos y elásticos, está representada por la ecuación de Zoeppritz. Sin embargo, esta

ecuación no brinda un fácil entendimiento de la relación entre las amplitudes y los parámetros elásticos de la roca. Actualmente la técnica AVO no sólo hace uso de la solución exacta de Zoeppritz sino de aproximaciones hechas por diversos autores. Entre las más conocidas están la de Bortfeld (1961), Aki- Richards (1980), Shuey (1985), Hilterman (1987) y Donati y Martin (1998). Expresiones válidas para ángulos pequeños y antes del ángulo crítico (en sismica de reflexión menor a 35°).

Con el propósito de hacer un estudio de las propiedades elásticas de la roca generando diversos escenarios de saturación de fluidos y determinar la sensibilidad de los parámetros, se propone en este trabajo el uso de la ecuación de Bortfeld (ecuación 4), que formula para el cálculo de los coeficientes de reflexión una función del ángulo de incidencia.

Una característica importante de la ecuación de Bortfeld es que provee al intérprete una predicción de cómo varía la amplitud con el offset en función de las propiedades de la roca. Esta ecuación consta de dos términos, el primero es denominado término fluido y el segundo término rigidez.

$$R_{PP} \approx \frac{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 - \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2}{\rho_2 \alpha_2 \cos \theta_1 + \rho_1 \alpha_1 \cos \theta_2} + \left(\frac{\sin \theta_1}{\alpha_1} \right)^2 [\beta_1 + \beta_2] \left[3(\beta_1 + \beta_2) + 2 \left(\frac{\beta_2 \rho_1 - \beta_1 \rho_2}{\rho_1 + \rho_2} \right) \right] \quad (4)$$

El término rigidez depende principalmente de la Velocidad de la onda S. Para sedimentos poco consolidados (caso offshore Colombia), el factor de rigidez varía de acuerdo con la profundidad, debido a las propiedades de las formaciones y comportamiento de las velocidades y propagación de la onda en arenas y lutitas. La suma del factor de rigidez y factor fluido, dan como resultado la aproximación lineal de la ecuación de Bortfeld.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo al análisis del pozo del Caribe Colombiano se obtuvo una anomalía tipo II-b, la cual se caracteriza por tener la misma impedancia que la roca suprayacente (figura 9) y tiene valores típicos de amplitud de 0 a 0.002 para tipo II a, y 0 a -0.02 para tipo II b.

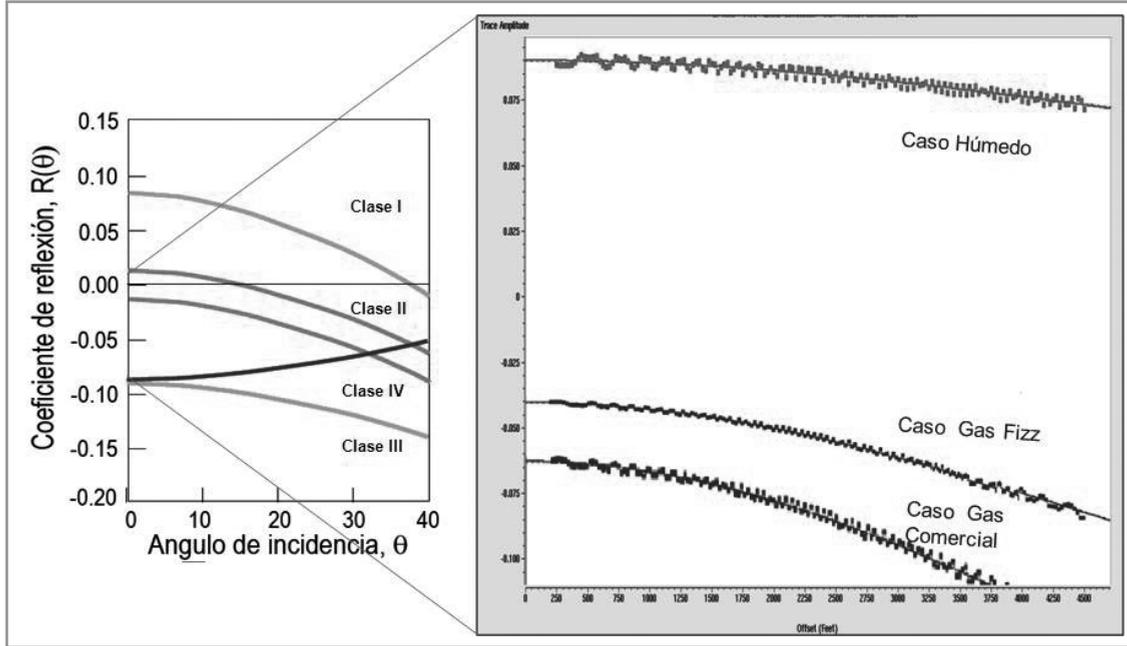


Figura 9. Clasificación de anomalías, Para topes de arena, saturadas con gas, caso estudio.

Para arenas saturadas inicialmente con agua (figura 10), el factor fluido tiene coeficientes de reflexión positivos. A medida que la saturación de gas en la roca aumenta se muestra una disminución de los coeficientes de reflexión en función del ángulo de incidencia (ver figuras 10-12), donde se observa cualitativamente los cambios en los diferentes escenarios de saturación de gas en la roca.

En zonas de gas fizz ($S_w = 90\%$), el coeficiente de reflexión es mayor comparado con zonas denominadas gas comercial ($S_w = 30\%$) debido a los cambio de las

propiedades elásticas de la roca (V_p , V_s y densidad). Por lo anterior a partir de S_w inferiores a 50% se presentan un mejor discriminante ante la respuesta AVO.

El término rigidez de la ecuación de Bortfeld no tiene cambios significativos para realizar una discriminación en escenarios de saturación de agua o gas, puesto que se conserva para cada uno de los modelos las profundidades iniciales, mientras que el factor fluido depende principalmente de las propiedades elásticas de la roca, motivo por el cual las curvas de factor fluido presenta mayor sensibilidad al análisis AVO.

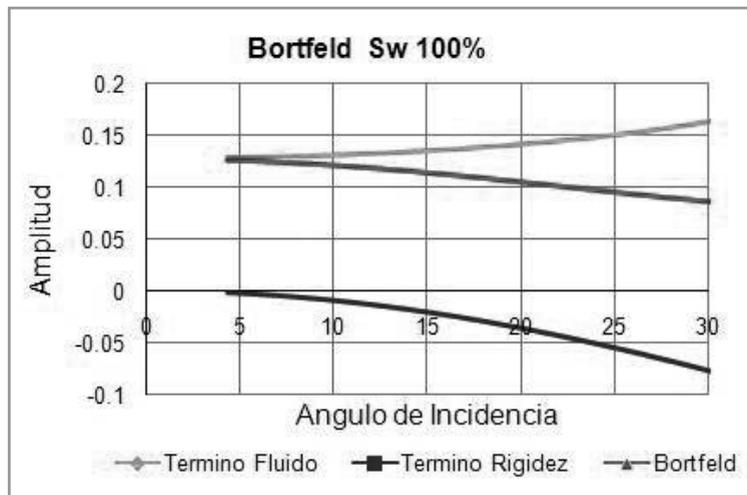


Figura 10. Sensibilidad de la ecuación de Bortfeld. Caso Húmedo $S_w = 100\%$.

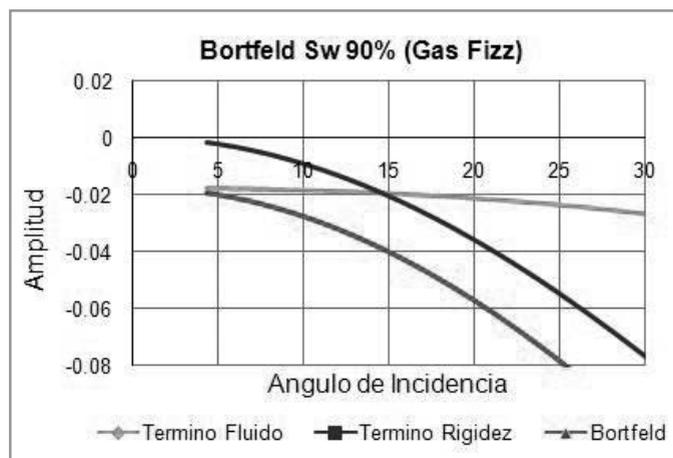


Figura 11. Sensibilidad de la ecuación de Bortfeld.
Caso Húmedo Sw = 90%. (Gas fizz).

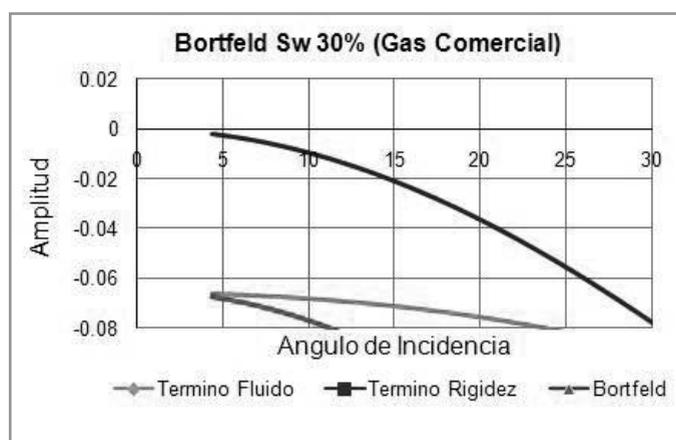


Figura 12. Sensibilidad de la ecuación de Bortfeld.
Caso gas comercial Sw = 30%.

CONCLUSIONES

Es de gran importancia verificar y analizar la calidad de los registros de pozo para tener una adecuada y correcta interpretación.

Los registros de pozo sintéticos obtenidos por el análisis AVO permiten hacer una caracterización del yacimiento y aportan una gran herramienta para la determinación de nuevos prospectos de exploración.

Las ecuaciones de Gassmann sólo deben ser utilizar para formaciones de arenas, debido a que presentan mayor porosidad y conexión entre poro.

La ecuación de Castagna sólo se utiliza para el cálculo de velocidades en estado húmedo, si se asume lo contrario los resultados serán erróneos.

Las anomalías en el pozo del Caribe Colombiano reportadas son de tipo II, motivo por el cual en la sísmica, debido a las pequeñas amplitudes, no se podrán observar muy bien.

La ecuación de Bortfeld es una adecuada aproximación lineal para la discriminación de gas fizz y gas comercial, los parámetros mostraron las sensibilidades ante los diferentes panoramas de saturación de fluidos.

El factor rigidez no es un buen discriminante para el modelado de sustitución de fluidos, su comportamiento no presenta cambios significativos ante los diferentes escenarios de saturación en la roca.

El factor fluido presenta un cambio significativo ante los diferentes escenarios de saturación en la roca, y es útil para la discriminación para zonas de gas comercial y gas fizz.

AGRADECIMIENTOS

- Grupo de Investigación Petrosísmica
- Universidad Industrial de Santander
- Instituto Colombiano del Petróleo
- ECOPETROL S.A.

REFERENCIAS

1. Avseth, Per. Mukerji, Tapan. Y Mavko, Gary.: Quantitative seismic interpretation, Primera publicación (2005).
2. Castagna, John. Y Backus, Milo.: Offset dependent reflectivity- Theory and practice of AVO, Houston: SEG 1993,.
3. De-hua Han.:, Fizz Water and Low Gas Saturated Reservoirs, San Antonio : SEG 2007.
4. George, Smith. Y arid, Sutherland.: The fluid factor as an AVO indicator, GEOPHYSICS, Vol 61, No. 5 (Sep-Oct 1996).
5. Gidlow, Maurice. Y Smith, George.: The fluid factor angle. EAGE 65th Conference & Exhibition — Stavanger, Norway, 2 - 5 June 2003.
6. Gonzales, Ezequiel. Mukerji, Tapan. Y Mavko, Gary.: Near and far offset P-to-S elastic impedance for discriminating Fizz water from Commercial Gas, (2003).
7. Hilterman, Fred J.: Seismic Amplitude Interpretation. Distinguished Instructor Series No 4. (2001).
8. Hongbo, Zhang. Y Brown, James.:, A review of AVO analysis. CREWES Research Report. Volume 13. (2001).
9. Kui ,Zhang. Y Weiguo ,Li.: Gulf of Mexico fizz and gas separation with calibrated AVO Impedance, University of Houston, and Fred Hilterman, Geokinetics, San Antonio SEG:2007.
10. Malcotti, Hermes.: Inversión AVO en la exploración y caracterización de yacimientos de gas: Campo Kosni, Golfo de México, Veracruz, México, (2003).
11. Pennington, Wayne D.: Seismic Petrophysics. Course Notes (2004).
12. Plata, María.: Tesis de pregrado, Análisis de variación de la amplitud sísmica con la distancia fuente-receptor en calizas de la formación jimol, guajira costa afuera, (Mar. 2009).

Fecha de recepción: Septiembre de 2009

Fecha de aceptación: Noviembre de 2009