

INVERSIÓN SÍSMICA Y PETROFÍSICA UTILIZANDO EL MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN

ANGY ROOS RAMIREZ CAMARGO¹, MIGUEL BOSCH²

¹Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Geofísica. EMAIL: angyramirezcamargo@gmail.com.

²Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería Geofísica. EMAIL:
miguel.bosch@ucv.ve, miguel.bosch@cantv.net; boschme@gmail.com

Recibido: junio 2012

Recibido en forma final revisado: enero 2013

RESUMEN

En este proyecto se aplica una técnica de inversión, de amplitudes sísmicas que vincula propiedades del medio de propagación mediante un modelo petrofísico calibrado con registros de pozo. Nuestro método permite la estimación conjunta de parámetros de reservorio y elásticos del medio, tales como: saturación de agua, contenido de arcilla, porosidad, velocidad compresional, velocidad de cizalla y densidad de masa. Para la resolución del problema de inversión, se formuló una función objetivo que combina una medida de: (1) el ajuste de la data sísmica calculada y observada, (2) la proximidad de las propiedades elásticas a las relaciones petrofísicas calibradas para el área y (3) el ajuste de la configuración de parámetros del reservorio a la información previa. La función objetivo se minimiza para obtener una configuración óptima de los parámetros del modelo en base de los criterios mencionados. Además, la inversión fue validada con datos reales obtenidos de un reservorio de gas. Los resultados incluyen la estimación de las seis propiedades, sus coeficientes de correlación, cálculos de la resolución, e incertidumbre de la estimación. También se elaboraron secciones de los módulos elásticos y estimamos la presión de poro y presión efectiva para evaluar situaciones de riesgo en la planificación de pozos y estabilidad de los mismos.

Palabras clave: Sísmica-inversión, Petrofísica, Geopresión, Método de Eaton.

SEISMIC AND PETROPHYSICAL INVERSION USING THE OPTIMIZATION METHOD

ABSTRACT

This project applies a seismic inversion technique that links medium properties through a petrophysical model, calibrated to well logs. Our method allows estimating a joint configuration of reservoir and elastic medium parameters, such as water saturation, clay content, porosity, compressional velocity, shear velocity, bulk density. To solve the inversion problem we formulate an objective function that combines a measure of the proximity between: (1) the observed and calculated seismic data, (2) the elastic medium properties and the petrophysical expectation, and (3) the reservoir configuration fitting to prior information. The inversion is validated using synthetic data, generated from the convolution of a source wavelet with the reflectivity series generated by solving Zoeppritz equations. Furthermore the inversion was validated with real data obtained from a gas reservoir. The results include the estimation of the six properties, their correlation coefficients, calculations of the resolution and uncertainty of the estimate. We also estimated the elastic moduli and used the Eaton's method to evaluate the pore pressure and the effective pressures for assessing risk situations in the planning of wells as well as their stability.

Keywords: Seismic-inversion, Petrophysics, Geopressure, Eaton method.

INTRODUCCIÓN

En la industria Petrolera resulta de fundamental importancia la estimación de propiedades sísmicas y petrofísicas para la caracterización de un yacimiento a partir de modelos matemáticos y petrofísicos que permitan reducir el riesgo

para posicionar pozos de perforación y aprovechamiento del mismo.

En Geofísica, al modelado de la perturbación del medio y su respuesta asociada se le conoce como problema directo. Por su parte, el proceso de inversión se define como la

inferencia de parámetros o propiedades del medio a partir de datos observados (Tarantola, 1987). Existen varias técnicas para generar algoritmos de inversión, como por ejemplo los métodos de optimización por mínimos cuadrados, los cuales son comúnmente usados para estimar las propiedades físicas del medio ajustando los datos geofísicos con modelos no lineales (Bosch, 2003).

En este trabajo se desarrolla la solución del problema inverso aplicando la técnica de optimización, obteniendo así una configuración de 6 propiedades tales como: saturación de agua, contenido de arcilla, porosidad, velocidad de la onda P, velocidad de onda S y densidad. Adicionalmente se calcularon propiedades elásticas indirectas, presiones de formación, estas últimas de utilidad en la prevención de riesgos asociados con la colocación de pozos y estabilidad de los mismos desde la fase de exploración, contribución justa y necesaria para la ecología y la industria energética respectivamente. El algoritmo de inversión se construyó aplicando el método de optimización de Newton para mejorar de forma iterativa una configuración de parámetros para encontrar el máximo de una función multivariada. En este caso, la función es la densidad de probabilidad posterior del modelo descriptivo del reservorio, producto de la combinación de la información petrofísica, de sísmica y previa. Los modelos petrofísicos que se aplicaron en este trabajo son: la transformada de Wyllie (1956, 1958, 1962), Wood (1941), modelo Mixto Arena-Arcilla (Xu et al., 1995) y el modelo de Gassmann (1951). Nuestro desarrollo se apoya en los trabajos previos de Torres (2007) en inversión elástica de datos sísmicos y de Tirado (2008) en inversión sísmica petrofísica por métodos de Monte Carlo.

METODOLOGÍA

El diseño del modelo de física de rocas se fundamenta en la integración y desarrollo de las transformadas petrofísicas como: el modelo mixto arena y arcilla (Xu et al., 1995), las relaciones de Wyllie (1956, 1958, 1962), Wood (1941) y Gassmann (1951).

El Modelo mixto arena-arcilla (Xu et al., 1995), propone una formulación para el cálculo de propiedades elásticas de rocas clásticas (mezclas de arena y arcilla) en base de las propiedades elásticas de cada componente y su proporción (arcillosidad). La parte clave del modelo es la hipótesis de que la influencia de las arcillas en la propagación de las ondas elásticas, es diferente al de las arenas, debido al comportamiento particular de la porosidad en cada una de ellas y a las relaciones de aspecto vinculadas.

$$T_m^p = (1 - V_{sh})T_g^p + V_{sh}T_{sh}^p \quad (1)$$

$$T_m^s = (1 - V_{sh})T_g^s + V_{sh}T_{sh}^s \quad (2)$$

La densidad es estimada mediante la fórmula:

$$\rho_m = (1 - V_{sh})\rho_g + V_{sh}\rho_{sh} \quad (3)$$

donde: T_g^p , T_{sh}^p y T_m^p son los tiempos de tránsito de la onda P de los granos de arena, minerales de arcilla y de la mezcla, respectivamente, T_g^s , T_{sh}^s y T_m^s son los tiempos de tránsito para la onda S y ρ_g , ρ_{sh} y ρ_m son las densidades de masa correspondiente y $V_{(sh)}$ el volumen del contenido de arcilla. La transformada de Wood (Wood, 1941), se utiliza para el cálculo del módulo del volumen de una mezcla de fluidos.

El módulo de la mezcla se viene dado por la siguiente expresión:

$$\frac{1}{k_f} = \frac{S_w}{k_w} + \frac{1 - S_w}{k_0} \quad (4)$$

donde: k_p , k_w y k_0 es el módulo del volumen efectivo del fluido, del agua de formación y del hidrocarburo, respectivamente, y S_w representa la saturación de agua.

La densidad del fluido de la mezcla por su parte se calcula mediante la expresión:

$$\rho_f = (S_w)\rho_{br} + (1 - S_w)\rho_{hidro} \quad (5)$$

donde: ρ_f , ρ_{br} y ρ_{hidro} representan densidad del fluido, del agua de formación y del hidrocarburo, respectivamente, y S_w representa la saturación de agua y Φ la porosidad.

La transformada de Wyllie (1956, 1958, 1962) establece una relación empírica entre la velocidad compresional y la porosidad de las rocas sedimentarias cuando: existe relativa uniformidad en la mineralogía, la roca debe estar saturada de fluido y la roca debe estar sometida a altas presiones. La relación de Wyllie supone algunas consideraciones; una de ellas es considerar la roca como isotrópica, la utilización de rocas que se encuentren a profundidades mayores de 2700 m (equivalentes a una presión de 30 MPa si el gradiente de presión es 0,5 psi/ft); además considera que estamos ante rocas consolidadas y la porosidad obtenida será la porosidad intermedia (Mavko et al. 1998). La relación para la velocidad compresional se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{V} = \frac{(1 - \Phi)}{V_{mat}} + \frac{\Phi}{V_{flu}} \quad (6)$$

donde: V , indica la velocidad de la onda compresional en la roca saturada, V_{flu} la velocidad de la onda en el fluido, V_{mat} la velocidad de la onda en la matriz rocosa y Φ la porosidad.

Uno de los más importantes problemas en el análisis de la física de rocas en núcleos, registros y datos sísmicos, es la predicción de velocidades sísmicas en rocas saturadas con un fluido o rocas saturadas con un segundo fluido. Esto es lo que se conoce como el problema de sustitución de fluidos (Mavko et al. 1998), La expresión de Gasmann describe la relación entre los módulos de volumen de la roca saturada y el de sus componentes:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_0}\right)^2}{\frac{\Phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \Phi}{K_0} - \frac{K_{dry}}{K_0}} \quad (7)$$

donde: K_{dry} , K_{sat} y K_{fl} es el módulo de volumen efectivo de la roca seca, de la roca con fluido en el poro y del fluido del poro, respectivamente, K_0 es el módulo del volumen material mineral de la roca y Φ la porosidad. Las variables μ_{dry} y μ_{sat} son el módulo de cizalla efectivo de la roca seca y de la roca con fluido en el poro respectivamente (Mavko et al. 1998).

Hay diversas maneras de estimar el módulo del volumen de la roca seca, volumen de la roca fluida y roca mineral una de ellas es mediante la expresión:

$$K_0 = \rho \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (8)$$

donde: V_p y V_s es la velocidad compresional y de cizalla, respectivamente, y ρ es la densidad de masa y K_0 es el módulo del volumen material mineral de la roca,

$$K_{dry} = \rho V_p (A - \Phi), \quad A = 0.6 \quad (9)$$

donde: Φ es la porosidad, A es la porosidad crítica y K_{dry} es el módulo del volumen de la roca seca.

$$K_{flu} = V_{pflu}^2 \rho \quad (10)$$

donde: V_{pflu} es la velocidad de la onda compresional en el fluido, ρ la densidad de masa y K_{flu} es el módulo del volumen del fluido del poro.

CONSTRUCCIÓN DE LA FUNCIÓN OBJETIVO

La densidad de probabilidad posterior combina la información previa y los datos geofísicos, y se calcula de

la manera siguiente:

$$\sigma(m) = cL(m)p(m) \quad (11)$$

donde: $\sigma(m)$ es la densidad de probabilidad posterior, $\rho(m)$ la densidad previa, $L(m)$ la función de verosimilitud, c una constante de normalización y m es el arreglo de parámetros del modelo. La función de verosimilitud es una función que mide la probabilidad del modelo en atención a las observaciones realizadas. La expresión anterior es usual en inferencia estadística, para una mayor fundamentación de esta expresión se puede consultar a Tarantola, (1987).

Ahora bien, para el problema que se trata en este trabajo se requiere describir de manera conjunta dos tipos de propiedades del modelo: físicas y materiales. En adelante, las propiedades físicas son aquellas relacionadas explícitamente con los datos a través de la ecuación de la onda (por ejemplo, la densidad, velocidad compresional y velocidad de cizalla). Las propiedades materiales, por el contrario, son aquellas relacionadas indirectamente con la respuesta física del modelo, a través de su relación con las propiedades físicas (por ejemplo, tipo de roca, porosidad, saturación de agua y contenido de arcilla); es decir, cualquier propiedad correlacionada con las propiedades físicas.

En el espacio de parámetros conjunto, que incluye tanto la dimensión material como la física, la densidad de probabilidad previa puede componerse utilizando la regla de probabilidades condicionales como:

$$p(m) = \pi(m_{phys} | m_{mat}) \rho_{mat}(m_{mat}) \quad (12)$$

donde: $\pi(m_{phys} | m_{mat})$ es una densidad de probabilidad condicional que describe la dependencia de los parámetros físicos respecto a los parámetros materiales del medio y el $\rho_{mat}(m_{mat})$ es la densidad de probabilidad que describe la información previa sobre los parámetros materiales.

La función de verosimilitud depende únicamente de los parámetros físicos del medio, que por definición son los relacionados explícitamente con los datos geofísicos, de donde $L(m) = L(m_{phys})$. Entonces la densidad de probabilidad posterior toma la forma:

$$\sigma(m_{phys}, m_{mat}) = cL(m_{phys})\pi(m_{phys} | m_{mat})\rho_{mat}(m_{mat}) \quad (13)$$

Donde la función de verosimilitud está denotada por $L(m_{phys})$, contiene la información relativa a los datos, y se define usualmente mediante el desajuste entre los datos geofísicos observados y los calculados a partir del modelo

m_{phys} . La información petrofísica denotada por $\pi(m_{phys} \mid m_{mat})$ que relaciona las condiciones materiales de la roca (como la porosidad) con sus propiedades físicas (en el presente caso la impedancia) y $p(m_{mat})$ que describe la información previa disponible sobre las propiedades materiales.

Para el término correspondiente a la densidad previa en el espacio de parámetros materiales, se utilizó un modelo gaussiano multivariado. Para ello se definió una distancia a través de la norma cuadrática:

$$\|m_{mat} - m_{mat\ prior}\|^2 = (m_{mat} - m_{mat\ prior})^T C_{mat}^{-1} (m_{mat} - m_{mat\ prior}) \quad (14)$$

donde: C_{mat} es la matriz de covarianza que describe la variabilidad y correlación entre los parámetros materiales del medio, $m_{mat\ prior}$ es la configuración central, o más probable del punto de vista de la información previa, y el superíndice t se utiliza para indicar transposición.

La función petrofísica es el término que relaciona los parámetros físicos y los materiales. Para eso consideramos primero una función de transformación de la propiedad material a la propiedad física, $f: m_{mat} \rightarrow m_{phys}$. Esta función puede obtenerse por ajuste de gráficos cruzados para muestras de pozos o de campo, o utilizando modelos petrofísicos, y se le llama usualmente transformada petrofísica. Para definir el modelo estadístico, se necesita considerar las desviaciones valor real de las propiedades físicas de la roca del valor predicho por la función de transformación, desviaciones que aquí se modelan como Gaussianas. Así, la densidad condicional que describe la información petrofísica en cuanto a la relación entre propiedades materiales y físicas viene dada por:

$$\|m_{phys} - f(m_{mat})\|^2 = (m_{phys} - f(m_{mat}))^T C_{phys \mid mat}^{-1} (m_{phys} - f(m_{mat})) \quad (15)$$

El valor de la transformada petrofísica de los parámetros materiales es el centroide de la distribución y la matriz de covarianza $C_{phys \mid mat}$ describe las desviaciones tipo (estándar) y las correlaciones de las desviaciones respecto al centroide.

Al definir el modelo estadístico para la función de verosimilitud basada en el ajuste entre los datos calculados a partir del modelo y los datos observados. El conjunto de todos los valores posibles de los datos conforman el espacio de los datos, y denotamos d un punto en este espacio. Así mismo, consideramos que a partir de las leyes de la ecuación de la onda, disponemos de una función que nos permite calcular, dada una particular configuración del modelo del subsuelo, la respuesta física esperada, $g: m_{phys} \rightarrow d$. Esta es la función que resuelve el llamado problema directo en geofísica.

$$\|g(m_{phys}) - d_{obs}\|^2 = (g(m_{phys}) - d_{obs})^T C^{d-1} (g(m_{phys}) - d_{obs}) \quad (16)$$

El término C^{d-1} de la expresión anterior indica la matriz de covarianza de los datos que describen la variabilidad de los errores y d_{obs} son los datos observados.

Insertando cada uno de los tres factores que componen la función de densidad de probabilidad posterior, expresión (13), tal y como se ha definido arriba, llegamos a la siguiente expresión:

$$S = 1/2 \|g(m) - d_{obs}\|^2 + 1/2 \|m_{phys} - f(m_{mat})\|^2 + 1/2 \|m_{mat} - m_{mat\ prior}\|^2 \quad (17)$$

donde: S representa la media suma de las normas cuadráticas e indica que cada uno de los términos que la componen proporciona una medida del ajuste o proximidad del modelo a la información geofísica y geoestadística disponible (Bosch, 2003).

En la expresión anterior, $g(m_{phys})$ y $f(m_{mat})$ son funciones no lineales que hacen compleja la forma de la densidad posterior. La densidad de probabilidad posterior no es una función gaussiana sobre el espacio de parámetros debido a esta no linealidad (Bosch, 2003).

CONSTRUCCIÓN Y RESOLUCIÓN DEL SISTEMA DE ECUACIONES

La solución del problema inverso está basada en las ecuaciones normales de Newton desarrollado por Bosch (2003). Dicho sistema de ecuaciones presenta la estructura triangular por bloques como se muestra a continuación:

$$\begin{bmatrix} I & C_{mat} F^t G^t C_{d-1} G \\ 0 & I + (C_{phys}^{phys} + F C_{mat} F^t) G^t C_{d-1} G \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta m_{mat} \\ \Delta m_{phys} \end{bmatrix} = C_m \nabla \quad (18)$$

donde: F es la matriz de derivadas parciales de los parámetros elásticos respecto a los parámetros de reservorio en función de las transformadas petrofísicas y G es la matriz de las derivadas de la onda sísmica respecto de las propiedades elásticas mediante el cálculo de coeficientes de reflexión, para lo cual se aplicó las aproximación de Aki & Richards (1980), y el superíndice t se utiliza para indicar transposición de la misma (Ramírez & Bosch, 2011).

En esta forma, la talla del sistema de ecuaciones lineales conjuntas para parámetros materiales y físicos se reduce a la de dos sistemas de ecuaciones menores, lo cual es conveniente para la resolución del mismo. La segunda

línea en la última expresión es un sistema independiente de la primera línea, y que permite resolver Δm_{phys} . Esta solución para el paso de actualización en los parámetros físicos, puede ser usada entonces para resolver Δm_{mat} en el sistema de la primera línea.

Haciendo las substituciones para la parte derecha del sistema con las expresiones para la dirección de máxima pendiente y la matriz de covarianza conjunta, el paso de optimización para los parámetros físicos del modelo es:

$$A\Delta m_{phys} = b \quad (19)$$

$$Con \quad A = I + (C_{phys|mat} + FC_{mat}F^t)G^tC_d^{-1}G \quad (20)$$

$$b = f(m_{mat}) - m_{phys}^n + F(m_{mat}^{prior} - m_{mat}) + (C_{phys|mat} + FC_{mat}F^t)G^tC_d^{-1}(d_{obs} - g(m_{phys}^n)) \quad (21)$$

Para la actualización de los parámetros materiales del modelo la ecuación que se obtiene de la primera línea del sistema lineal conjunto, ecuación (22), es:

$$\Delta m_{mat} = m_{mat}^{prior} - m_{mat}^n + C_{mat}F^tG^tC_d^{-1}(d_{obs} - g(m_{phys}^n) - G\Delta m_{phys}) \quad (22)$$

Luego para la resolución del sistema lineal, se aplicó el método de resolución del sistema lineal LU, siendo éste un algoritmo convencional, en el cual la matriz del sistema de ecuaciones es descompuesta en el producto de una matriz triangular superior y otra triangular inferior, a partir de las cuales se despeja el paso de actualización, luego actualiza el modelo de las propiedades físicas, se sustituye en el paso de actualización del modelo de propiedades materiales.

Las expresiones 19, 20 y 21 proporcionan el paso de actualización del modelo para una iteración del proceso de optimización. Como el problema es no lineal, $g(m_{phys}^n)$, G y F son dependientes del modelo vigente, es decir, de la iteración. El proceso iterativo puede resumirse como sigue:

1. Calcule $g(m_{phys}^n)$, $f(m_{mat}^n)$, G y F para el modelo vigente n .
2. Resuelva el sistema de ecuaciones para obtener el paso de actualización de los parámetros físicos del modelo, expresiones 20 y 21.
3. Calcule el paso de actualización de los parámetros materiales del modelo, fórmula 22.
4. Actualice los parámetros físicos y materiales del modelo y regrese al paso 1. Repita este procedimiento hasta la convergencia.

Estimación de la presión de poro a partir de las propiedades de la inversión.

La presión geoestática puede ser determinada al integrar la densidad de la mezcla total desde la superficie para una profundidad total. La relación está descrita de la siguiente forma:

$$S = Z \cdot g \cdot \bar{\rho} \quad (23)$$

donde:

- ρ = Densidad promedio en kg/m³
- g = aceleración de la gravedad m/s²
- Z = Profundidad total en m.
- S = Presión geoestática en Psi.

Para la predicción de la Geopresión de la formación a partir de los datos sísmicos, se utilizó la relación empírica descrita por Eaton (1975) en la siguiente ecuación:

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left[\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_{normal} \right] \left[\frac{V_{obs}}{V_n} \right]^{3.0} \quad (24)$$

donde:

- P/D = equivale al gradiente de la presión de poro.
- S/D = equivale al Gradiente Geoestático.
- P/D_{normal} = Presión de Poro normal.
- V_{obs} = velocidad de la onda P observada.
- V_n = velocidad de la onda P de la tendencia de compactación normal.
- D = la profundidad total.

Al calcular el gradiente de presión de poro se considera la velocidad de la onda P resultante de la inversión como la velocidad observada y la velocidad normal corresponde a la configuración de la media de los pozos reales de tendencia lineal conforme a la profundidad.

Para la estimación de la presión del Esfuerzo Efectivo es considerado el principio de Terzaghi & Peck (1948), descrito en la siguiente expresión:

$$S = \sigma + P \quad (25)$$

donde: S es la presión geoestática, σ la presión del esfuerzo efectivo y P la presión del poro.

CÁLCULO DE INCERTIDUMBRE Y RESOLUCIÓN GEOFÍSICA

Una vez obtenido el modelo resultante de la inversión para las 6 propiedades de la última iteración, se procedió a calcular los valores de incertidumbre y resolución geofísica con el propósito de cuantificar la influencia de la información de geofísica y previa en cada propiedad. Estos cálculos fueron

realizados en ambas fases de validación del programa. La incertidumbre y la resolución de la información geofísica fueron calculadas aplicando el procedimiento propuesto por Bosch (2005). Las ecuaciones utilizadas en dichos cálculos son las siguientes:

$$\begin{cases} C_{mod_post} = A^{-1}C_m \\ R_{fis} = (1 - A^{-1})C_m^{-1} \\ A^{-1} = C_m H(s)^{-1} \end{cases} \quad (26)$$

donde: A es la matriz de la curvatura de la función objetivo, C_m es la matriz de covarianza previa conjunta, C_{mod_post} es la matriz de incertidumbre posterior al modelo y R_{fis} describe la influencia relativa de la información geofísica complementaria a la matriz de resolución de la información previa (su suma es igual a la unidad). La diagonal de la matriz de resolución geofísica está en el rango $[0,1]$ y nos permite cuantificar la importancia relativa de la información geofísica en la estimación del parámetro: el valor 1 nos indicará que el parámetro está completamente determinado por la información geofísica y el valor 0 que está completamente determinado por la información previa. Para la construcción de la matriz de covarianza previa conjunta y la matriz de la curvatura de la función objetivo se aplicaron los procedimientos desarrollados por Bosch (2005; 2003).

DATOS REALES

El código de programación fue validado con datos de un yacimiento gasífero, que se caracteriza por estar inmerso en un estrato de arena de secuencia clástica. Los datos suministrados constan de tres secciones de sísmica de reflexión apilada a ángulo cercano ($10^\circ - 18^\circ$), medio ($19^\circ - 36^\circ$) y lejano ($37^\circ - 45^\circ$); además se cuenta con información de dos pozos ubicados dentro de la zona en el CDP número 6 y 309, respectivamente. La información de los parámetros de adquisición está contenida en la Tabla 1.

Tabla 1. Encabezado de los datos sísmicos

Intervalo de la sísmica	2 ms
Número de CDP	321
Distancia entre CDP	25 m
Cobertura	1
Tiempo inicial	2000 ms
Tiempo final	3000 ms

Para dichos datos reales, se seleccionó una ventana de tiempo de 536 ms y un suavizado de las propiedades de 4ms para aplicar el programa; la escogencia de la ventana

antes mencionada, se debe a la existencia del yacimiento de gas dentro de ésta.

RESULTADOS

La Figura 1 muestra las secciones por ángulo cercano, mediano y lejano para los datos sísmicos reales, los cuales validan la aplicación del algoritmo.

En las secciones de amplitudes sísmicas mostradas anteriormente, se puede apreciar claramente la presencia de dos eventos de mayor amplitud; el evento A ubicado a los 2360 ms para el pozo 1 (CDP 6) hasta los 2450 ms respecto al pozo 2 (CDP 309). De manera análoga el evento B se ubica aproximadamente a los 2450 ms hasta los 2550 ms.

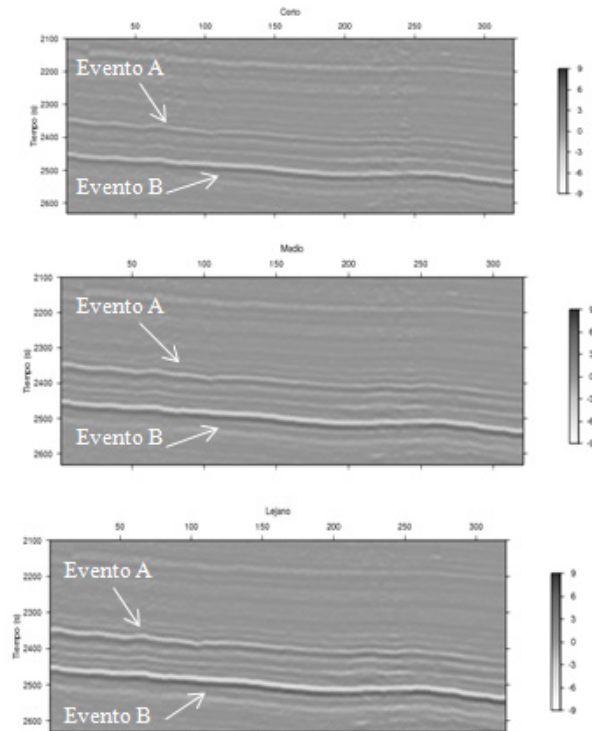


Figura 1. Secciones sísmicas de ángulo corto (arriba), ángulo medio (intermedio), lejano (abajo)

Es de conocimiento previo por la empresa que facilitó los datos que el evento A se debe a un cambio litológico y el evento B se produce por presencia de gas en el mismo. En la Figura 2 se observa la configuración previa de los parámetros de reservorio y elásticas de los datos reales, respectivamente.

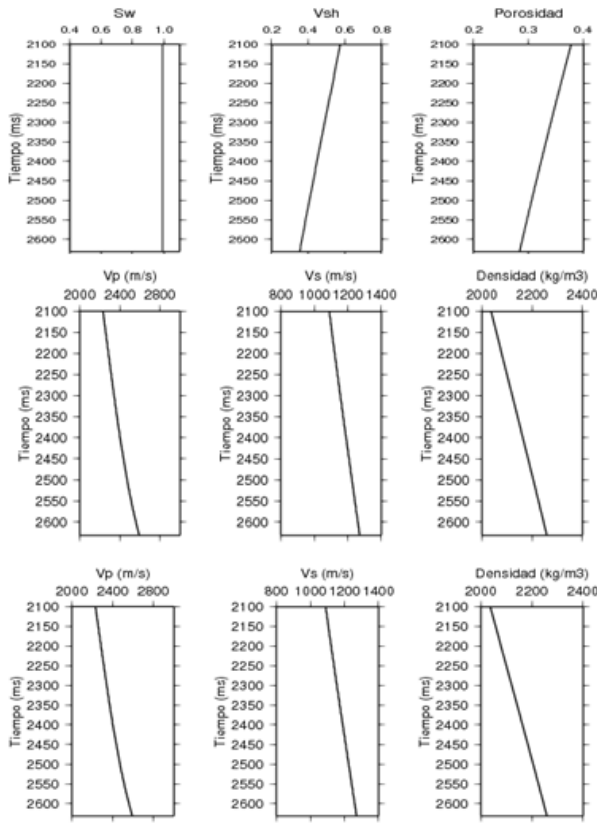


Figura 2. Configuración previa de las propiedades de reservorio (arriba), de las propiedades elásticas de Wyllie (intermedio) y Gassmann (abajo)

Los resultados de la inversión se muestran en las Figura 3 y 4, respectivamente. Las mismas muestran las secciones de las propiedades de reservorio (porosidad total, arcillosidad y saturación de agua) y las secciones de las propiedades elásticas (V_p , V_s y densidad). En superposición se muestran las propiedades calculadas a partir de los registros de pozo, para el pozo 1 (CDP 6) y el pozo 2 (CDP 309) aplicando el modelo de Gassmann (1951).

En la Figura 3 para la sección de la porosidad, se puede observar que para el evento A, esta propiedad varía entre 0,36 y 0,42 con un sello considerablemente menos poroso. Respecto al evento B, se puede notar una distribución de la porosidad con valores inferiores a 0,30.

En la sección para el contenido de arcilla, se aprecia una buena definición de la arena reservorio y su sello arcilloso, mientras el modelo de Wyllie no permite observar la continuidad de dicha propiedad. Así mismo, para el evento A se aprecia el cambio litológico asociado. Para la sección de saturación de agua, se observa una buena estimación de la propiedad en toda la sección indicando la disminución de los niveles de saturación de agua sólo en la zona B donde está la presencia de gas.

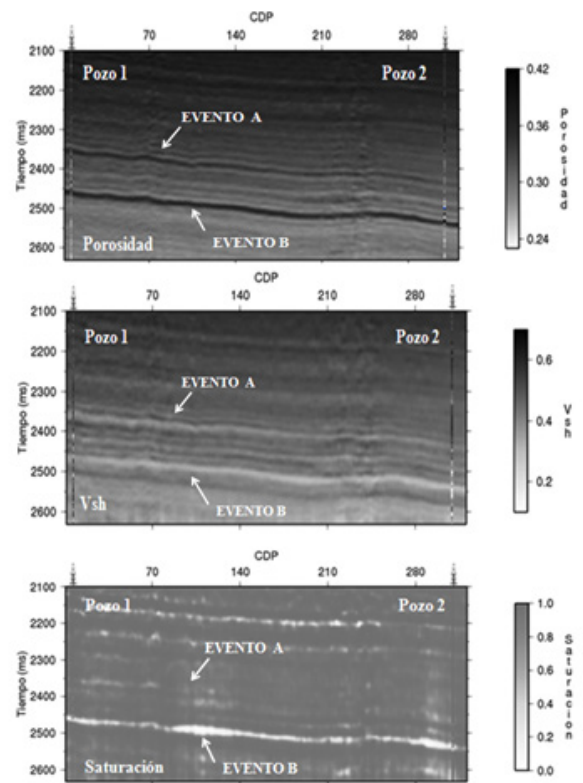


Figura 3. Propiedades de reservorio estimadas con la inversión sísmica y petrofísica aplicando el modelo de Gassmann

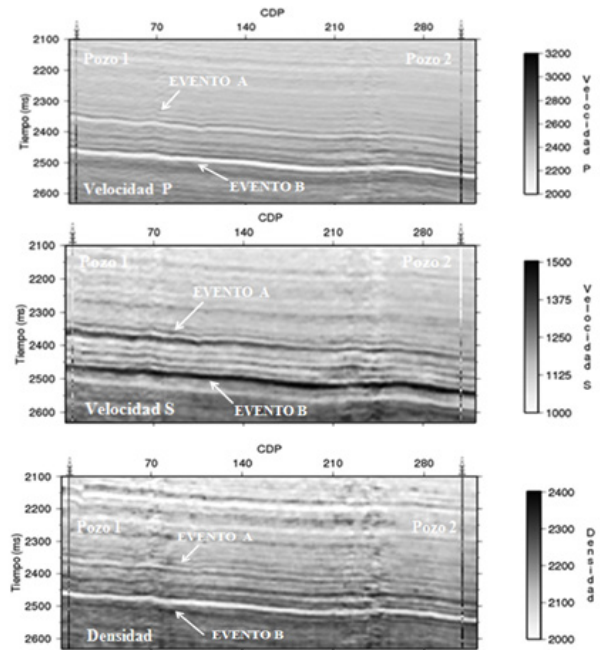


Figura 4. Propiedades de elásticas estimadas con la inversión sísmica y petrofísica aplicando el modelo de Gassmann. La velocidad expresada en metros por segundo y la densidad en kilogramos por metros cúbicos

En la Figura 4, la cual muestra las secciones obtenidas para las propiedades elásticas, se puede apreciar para la sección de velocidad de onda S y la densidad un comportamiento similar al obtenido con el primer modelo petrofísico integrado; con respecto a la sección de la velocidad de la onda P , el modelo de Gassmann implica porosidades y permeabilidades altas con el propósito de asegurar el equilibrio total del flujo de fluido de poro (Gassmann et al. 1951), por lo cual se observa en el segundo evento de interés una capa con valores inferiores a 2100 m/s donde el fluido intersticial es gas.

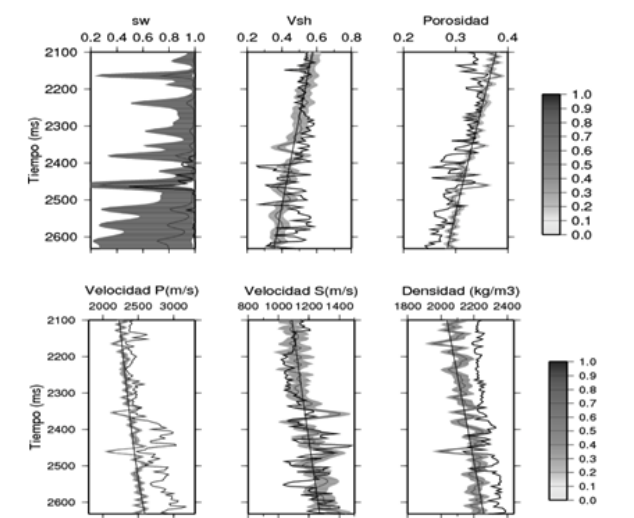


Figura 5. Resultado de la inversión para el CDP 6, correspondiente a la localización del pozo 1. La incertidumbre es representada por el ancho de la banda y la resolución geofísica en tonos de gris. Los resultados de la inversión son representados gris oscuro y los registros de pozos suavizados y la media en color negro

Las Figura 5 muestra los resultados de la inversión para el pozo 1 (CDP 6); en ésta se observa una mejor estimación de la velocidad de la onda P y la velocidad de la onda S en comparación con la densidad, se observa que la influencia de información geofísica de mayor peso corresponde a la velocidad P y S , mientras en la densidad el peso de la información previa es mayor observándose un comportamiento similar al aplicar el modelo Wyllie-Wood. También se puede observar para las propiedades de reservorio, cómo la porosidad y contenido de arcilla indican mayor influencia de la información previa, mientras la saturación influye con mayor peso la información geofísica. Para cuantificar la similitud de los valores estimados respecto de los valores verdaderos, se realizaron cálculos de los coeficientes de correlación mostrados en las Tablas 2 y 3; observando altos valores para todas las propiedades indicando así que la inversión obtenida para las propiedades elásticas y de reservorio es buena.

Tabla 2. Coeficientes de correlación resultantes para las propiedades de reservorio

Coeficientes de Correlación	Porosidad	Vsh	Sw
CDP 6	0.82	0.45	0.55
CDP 309	0.78	0.75	0.70

Tabla 3. Coeficientes de correlación resultantes de las propiedades de elásticas

Coeficientes de Correlación	Velocidad P	Velocidad S	Densidad
CDP 6	0.77	0.55	0.68
CDP 309	0.71	0.66	0.50

PARÁMETROS ELÁSTICOS INDIRECTOS

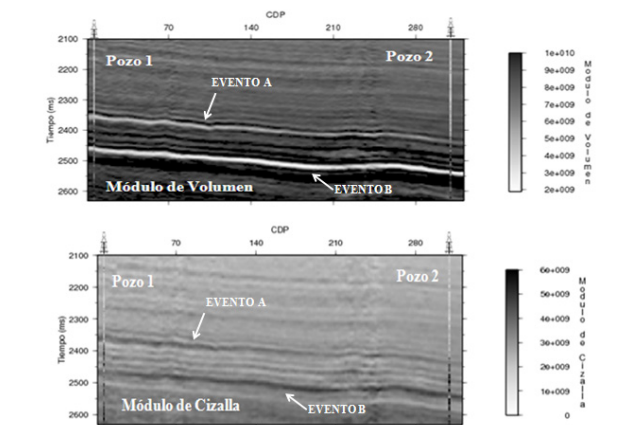


Figura 6. Módulo de volumen y Módulo de Cizalla a partir de la inversión. El módulo de volumen y Cizalla esta expresado en Pa

En la Figura 6 se presentan los módulos elásticos calculados a partir de las propiedades elásticas resultantes de la inversión con sus respectivos CDP de la zona que permiten describir el comportamiento elástico del medio, específicamente el módulo de volumen y el de cizalla. El módulo de volumen comúnmente es sensible al cambio de agua por gas en los poros mientras que el módulo de cizalla es independiente del fluido y suele depender de la litología. El evento B donde disminuye el módulo del volumen y es alta rigidez representa la arena gasífera.

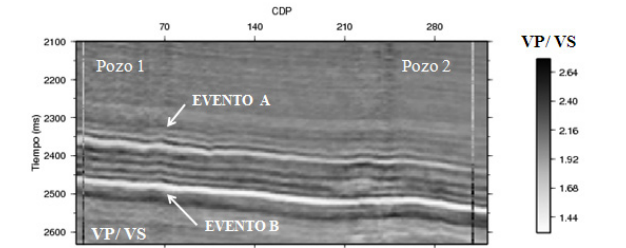


Figura 7. La Relación de V_p/V_s a partir de la inversión. Se superponen las correspondientes propiedades estimadas en registros de pozos para los pozos 1 y 2

En La Figura 7 de la sección de la relación V_p/V_s se puede observar que los valores sólo disminuyen considerablemente en la zona de interés, siendo un indicador de una capa de gas, ya que la relación de V_p/V_s varía con respecto a la litología, porosidad y el fluido contenido en el espacio poroso.

Al observar una baja relación V_p/V_s permite descartar que las zonas de alta presión de poro calculadas en esta investigación sean areniscas de flujo de aguas someras que aumentan las probabilidades de riesgos de perforación, y evidencia la presencia de reservorio de gas. Cuando V_p y V_s disminuyen al aumentar la fluidez, pero V_s disminuye mucho más rápido y tiende a cero en presencia de agua. Por tal razón la relación teóricamente se acerca al infinito a medida que los sedimentos se hacen más fluidos (Kok et al. 2001).

PRESIÓN DE PORO

En esta investigación se consideró que la estimación de la presión de poro a partir de la inversión, es un aporte para prevenir riesgos geológicos desde la fase de exploración hecho que se atribuye al encuentro de una presión de formación inesperada anormalmente alta. La evaluación de dichos riesgos en la actualidad, se ha convertido en el factor clave para la planificación de pozos y la estabilidad de los mismos. Si se desconoce la presión de la formación y el peso del lodo es alto y se presentan presiones altas, esto conlleva a una fractura y si el peso del lodo es bajo y la presión de la formación es baja se produce que la columna de perforación se tuerce o conlleva a los reventones ya que la arenisca puede fluir fuera del mismo (Sarker & Batzle, 2008). Los tramos de las columnas perforadoras, los fluidos, el tiempo de equipo de perforación, los activos de capital de gran escala están expuestos a estos riesgos (Alsos et al. 2002). A demás del medio ambiente que es escenario de dicho proceso y coloca en riesgo fauna, flora tanto en tierra firme como en costa afuera. El costo de dicha estimación desde la fase de exploración es despreciable respecto de los costos atribuidos a pérdidas.

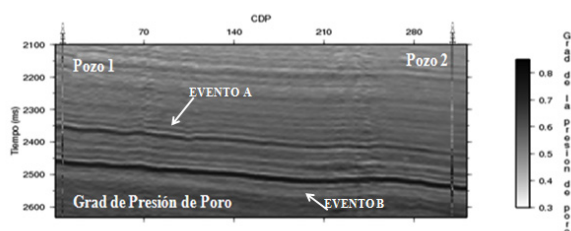


Figura 8. El Gradiente de la presión de poro a partir de la inversión. El Gradiente de la presión de poro está psi/ft

En la Figura 8 se muestra la sección del gradiente de la presión de poro, se considera que las formaciones de presión normal generalmente presentan una presión de poro equivalente a la presión hidrostática del agua intersticial (Barriol et al. 2005). En esta investigación la densidad del fluido se ha tomado de 1074 kg/m^3 , lo cual establece un gradiente de presión normal de $0,465 \text{ psi/ft}$. Basado en las definiciones anteriores, se considera que la desviación por exceso o por defecto al gradiente de presión normal indica zonas de sobrepresión anormal o presiones subnormales respectivamente. En esta sección se puede apreciar zonas a partir de los 2400 ms magnitudes superiores a $0,58 \text{ psi/ft}$ y un máximo de $0,75 \text{ psi/ft}$ como característica de las regiones productoras de petróleo, en este caso evidencia la presencia de gas. Siendo la causa principal de esta geopresión el desequilibrio de la compactación. Mientras en la región superior de la sección se puede apreciar con un máximo $0,6 \text{ psi/ft}$ en la capa de los 2350 ms debido a la capa saturada de agua sobrepresionada por la causa ya descrita.

En esta investigación los registros de pozos reales aplicado poseen un tope de 6000 m y una base de 8278 m de profundidad. Para obtener la presión geoestática de los pozos reales superpuestos en la Figura 9 se calculó a partir del promedio de la densidad de los pozos reales y para la sección sísmica a partir del promedio de la densidad obtenida durante la inversión, para el cual se obtuvo una presión geoestática de $50,6 \text{ MPa}$ correspondiente a un gradiente de $0,022 \text{ MPa/m}$.

Para calcular el gradiente de presión de poro para los pozos superpuestos en la sección sísmica se consideró como modelo de tendencia normal de compactación la media de ambos pozos reales, y la velocidad de la onda compresional del pozo 1 y pozo 2 respectivamente para los pozos reales superpuestos en la sección sísmica, mientras la sección sísmica de presión de poro se considera la velocidad de la onda compresional obtenida durante la inversión.

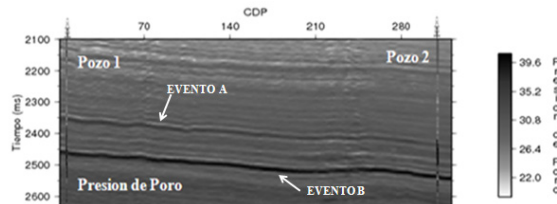


Figura 9. Presión de Poro a partir de la inversión. La Presión de Poro está expresado en MPa

En la Figura 10, respecto a la sección de presión de poro, se puede apreciar a partir de los 2350 ms presiones mayores a 30 MPa, presentando la capa de gas ubicada entre los 2450 ms y 2550 ms presiones con un máximo de 38 MPa. Siendo el desequilibrio de la compactación una de las causas principales que genera dichas presiones, debido a la rápida sedimentación de finos impide, que el agua se escape del volumen de los sedimentos, lo cual mantiene un gran volumen poroso. Cuando el agua queda en el sedimento que luego es enterrado, el peso de masa sobreyacente es sustentado no sólo por el contacto entre los granos, sino también en parte por el agua atrapada en los espacios porosos, lo cual genera una alta presión de poro. También se puede apreciar en la capa de gas que los valores de la densidad son menores a 2100 kg/m³ y los valores de la velocidad de la onda P son inferiores a 2100 m/s, debido al efecto de las altas porosidades, pero posiblemente un deficiente contacto entre granos, características que evidencian el fenómeno del desequilibrio de compactación.

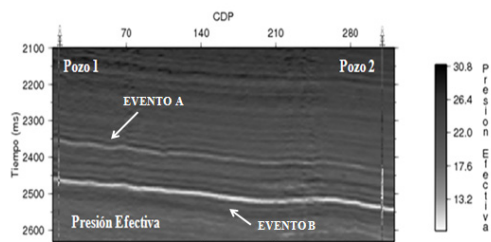


Figura 10. Presión efectiva a partir de la inversión. La presión efectiva está expresado en MPa.

En la Figura 10, en la sección de presión del esfuerzo efectivo, se puede apreciar que a partir de 2350 ms se reduce la presión a valores menores de 20 MPa, detectándose en la capa de gas una presión mínima de 12 MPa, éste se produce por la expansión en la presión del fluido del poro, el cual se incrementa a un ritmo más rápido que el esfuerzo de sobrecarga y en este caso el esfuerzo efectivo disminuye a medida de que aumenta la profundidad. Es importante destacar que la descompactación en sí misma no causa la reducción del esfuerzo efectivo (Sarker & Batzle, 2008). Se observa que a partir de los 2360 ms la carga real se detiene en este punto y la presión del esfuerzo efectivo deja de aumentar debido al aumento de la presión de poro. La información respecto de la presión del esfuerzo efectivo, es un indicador sólo para la fase de exploración de utilidad para los geomecánicos en la planificación de pozos ya que la actividad de perforación perturba el equilibrio inicial de los esfuerzos presentes en la región vecina al pozo (Cook et al. 2007).

El esfuerzo y la presión de poro están intrínsecamente ligados. En los espacios porosos de las formaciones, el esfuerzo se transmite a los líquidos o a los gases en forma de presión. La magnitud de la presión aplicada en cualquier dirección es la misma para todas las direcciones. Si es comprimido, un fluido reacciona ejerciendo una presión equivalente y opuesta hacia afuera. Bajo presión, los fluidos alojados en los poros a menudo absorben parte del esfuerzo impuesto sobre una formación. Por eso, la presión de poro es un componente importante del esfuerzo neto aplicado a un cuerpo de roca (Cook et al. 2007).

CONCLUSIONES

En este trabajo se desarrolló una técnica de inversión que permitió obtener propiedades de caracterización de yacimiento y propiedades elásticas, que emplea una técnica de optimización de Newton en base de una función objetivo que combina información petrofísica y sísmica. El método de Newton utiliza información sobre pendientes y curvaturas de la función objetivo. Se busca iterativamente minimizar esta función y encontrar la configuración que simultáneamente explique los datos geofísicos, petrofísicos y la información geoestadística. Los cálculos de incertidumbre y resolución son importantes para cuantificar la influencia de información geofísica en cada propiedad resultante de la inversión. La técnica nos permitió estimar la saturación de gas asociada con un reservorio real, identificar la litología, distinguiendo la arena y el sello arcilloso. Así mismo estimamos parámetros elásticos complementarios, la porosidad total, presiones efectivas y de poro.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo se desarrolló en el Laboratorio de Simulación e Inversión Geofísica (LSIG) de la Facultad de Ingeniería de la UCV. Agradecemos a Jesus Sierra (IGS) por facilitarnos datos de prueba, y a William Tirado (LSIG) y Ricardo Blanco (LSIG) por orientación en algunos aspectos de implementación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AKI, K.. & RICHARDS, P.G. (1980). Quantitative seismology: Theory and methods, (2nded.). Sausalito, California.
- ALSOS, T., ASTRATTI, D., BENABENTOS, M., BOER, L., LIVINGSTONE, M., NICKEL, M., SCHLAF, J., SCHOEPPFER, P., SIGISMONDI, M., STRONEN, L. (2002). Aplicación sísmica a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Obtenido el 28 de enero del 2010. <http://www.slb.com/OilfieldReview/otoño2002.htm>.

- BARRIOL, Y., BARTMAN, B., CORBIELL, R., ERIKSEN, K., LAIDLAW, J., MANIN, Y., MORRISON, K., SAYERS, C., ROMERO, M., VOLOKITIN, Y. (2005). Las Presiones de las Operaciones de Perforación y Producción. Obtenido el 13 de enero del 2010. <http://www.SLB.com/OilfieldReview/inverno2005/2006.htm>.
- BOSCH, M. (2003). Inferencia estadística de porosidad e impedancia a partir de ondas sísmicas vía métodos de Monte Carlos y Optimización. Trabajo de Ascenso, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- BOSCH, M. (2005). inversion of traveltime data under a statistical model for seismic velocities and layers interfaces: *Geophysics*, v.70, p. 35.
- COOK, J, FREDERIKSEN, R., GREEN, S., HERWANGER, J., KOUTSABELOULIS, N., STAGE, M., PHUAT, C. (2007). Las Rocas Importan: Realidades de la Geomecanica. Obtenido el 28 de enero del 2010. de <http://www.slb.com/oilfieldreview/inverno2007-2008.htm>.
- EATON, B. (1972). A Theory on The Effect of Overburden Stress on Geopressure Prediction from Well Logs, society of petroleum engineers of AIME, SPE-5544.11 p.
- GASSMANN, F., (1951). Ueber die Elastizität poröser Mediem: *Vierteljahrsschrift der naturforschenden Ges.*, Zurich, 96, 1-23.
- KOK, R., DUTTA, N., KHAN, M., MALICK, S. (2001). Deepwater Geohazard Analysis Using Prestack Inversion. Resúmenes expandidos. Exposición Internacional y 71a Reunión Anual de la SEG 2001, San Antonio, Texas, EUA. (9 al 14 de septiembre 2001):613-616.
- MAVKO, G., MUKERJI, T., DVORKIN, J. (1998). The Rock Physics Handbook Tools for Seismic Analysis in Porous Media. EUA. Cambridge University. 329 p.
- RAMÍREZ, A. & BOSCH, M. (2011). Inversión sísmica y petrofísica utilizando el método de optimización. Resúmenes del I Congreso Venezolano de Geociencias, Caracas, 2011.
- SARKER, R. & BATZLE, M. (2008). Effective Stress Coefficient in Shales and its Applicability to Eaton's Equation. Obtenido el 08 de agosto del 2011. <http://www.Segdl.org/The Leading Edge/june2008.htm>.
- TARANTOLA, A. (1987). Inverse Problem Theory: Methods for Data Fitting and Model Parameter Estimation. New York: Elsevier.
- TERZAGHI, K. & PECK, R.B. (1948). Soils Mechanics in Engineering Practice, John Wiley & sons, Inc., New York. 566 p.
- TIRADO, W. (2008). Inversión petrofísica en base sísmica de apertura variable. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- TORRES, A. (2007). Inversión de datos sísmicos a apertura variable mediante un método de optimización. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.
- WOOD, A.B., (1941). A textbook of sound: G Bell and Sons.
- WYLLIE, M.R.J., GARDNER, G.H.F., AND GREGORY, A.R., (1962), studies of elastic wave attenuation in porous media: *Geophysics*, 27, 569-589.
- WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A.R., 1 AND GARDNER, G.H.F., (1958), An Experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media : *Geophysics*, 23, 459-493.
- WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A.R., 1 AND GARDNER, L.W., (1956), Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media: *Geophysics*, 21, 41-70.
- XU SHIYU Y WHITE ROY (1995). "A new velocity for clay-sand mixtures". *Geophysical Prospecting*, 43, 91-1187.