

Obtención de Parámetros Físicos y Elásticos mediante Tomografía de Transmisión “Cross-Hole”.

Fco. Rubén Rocha de la Vega y Jorge A. Mendoza Amuchástegui

Instituto Politécnico Nacional, Instituto Mexicano del Petróleo

RESUMEN

En este trabajo presentamos los resultados de emplear una técnica tomográfica de inversión sísmica para la reconstrucción de imágenes del subsuelo, en términos de las velocidades de las ondas P y S, así como una técnica para la representación de parámetros sísmicos, tal como la relación de velocidades de la onda P y onda S, la densidad, las constantes elásticas, y la porosidad, a partir de observaciones del tiempo de tránsito. La metodología se aplicó a datos reales obtenidos de un experimento realizado en un campo petrolero ubicado en el Estado de Texas, E.U.A., del cual se tenían algunos datos geológicos. Se obtuvieron los tomogramas de los parámetros sísmicos, los cuales permitieron corroborar los datos litológicos, y así mismo inferir otros detalles de la estructura interna del subsuelo. Finalmente, hacemos énfasis de la importancia de aplicar la Tecnología descrita, en los campos petroleros de México, ya que nos permitirá conocer las características físicas y elásticas de los yacimientos y analizar su comportamiento lateral, etapas importantes que se realizan durante la caracterización de yacimientos.

INTRODUCCIÓN

Ya que cada día es más importante, en la exploración y en la explotación de yacimientos de hidrocarburos, la necesidad de obtener mayor información de los datos sísmicos con un alto nivel de resolución, el objetivo de este trabajo es presentar una metodología usada en la Tomografía Sísmica, a fin de extraer la máxima información posible y obtener imágenes de parámetros físicos y elásticos del medio geológico en estudio, para enriquecer la interpretación y caracterización de un yacimiento.

ANTECEDENTES GEOLÓGICOS.

El área de estudio se encuentra ubicada en el campo petrolero Monahans, localizado en la Plataforma Central de la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas, E.U.A. Dicho campo está en la parte sur oriental del Condado de Winkler colindando con el Condado de Ward.

Este campo pertenece a una cuenca compuesta por secuencias de carbonatos marinos de plataforma, conocida como Serie Leonardiana, cuya edad es del Pérmico Temprano (Tyler *et al.*, 1991). Esta secuencia está compuesta de anhidrita e interdigitación de areniscas y limolitas de origen eólico con un espesor menor o igual a 750 metros, que se han acumulado en zonas de plataforma de aguas someras en el Oeste de Texas y Nuevo México, durante el Pérmico Temprano (Elliot and Waren, 1989)

Originalmente la zona de interés, estaba enfocada a analizar sísmicamente las Formaciones Glorieta y Clear Fork, productora de aceite; sin embargo, debido a obstrucciones con las herramientas de producción en los pozos, la adquisición de datos se limitó a la Formación San Andrés (Link., 1994).

La Formación San Andrés tiene un espesor promedio de 365 metros, es una secuencia de rocas carbonatadas (“packstone” “wackestone” y “mudstone”) depositadas en condiciones de Submarea con procesos de transgresiones y regresiones.

ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS.

En la figura 1 se muestra, en forma esquemática, la localización de los dos pozos utilizados en la operación de campo, alineados con rumbo Suroeste Noreste. La separación entre el pozo de emisión (Pozo 1) y el pozo de recepción (Pozo 2) es de 303.9 metros.

La profundidad total de ambos pozos es de 1615 m. pero, debido a una obstrucción se ubicó a 1417 m; por lo tanto, el intervalo fue de 303.9 m, definida de 1113.5 a 1417.4 m.

La señal sísmica emitida por el Bender (emisor piezoeléctrico de alta frecuencia), consistió en un barrido lineal de frecuencias de 300 a 3000 Hz. con duración de 0.3 seg., un intervalo de muestreo de 0.15 ms, la longitud del registro

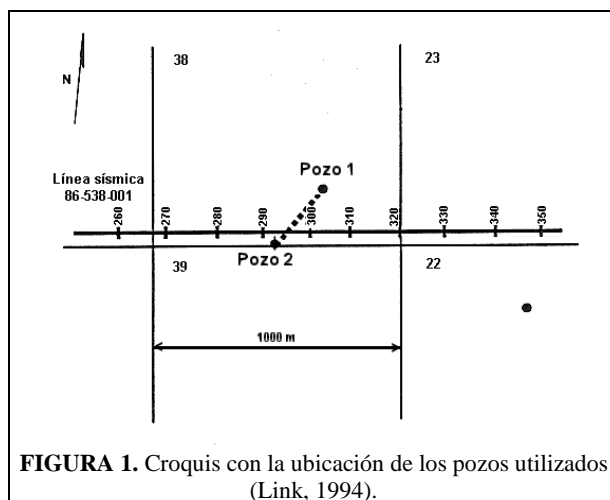


FIGURA 1. Croquis con la ubicación de los pozos utilizados (Link, 1994).

fue de 314.4 ms. El intervalo de cada posición de la fuente fue de 7.62 m. El rango de posiciones para los receptores fue desde 1415.5 hasta 1118.3 m, con intervalos, también, de 7.62 m. Estas dimensiones fueron utilizadas para la discretización del medio (píxeles de 7.62 x 7.62 m) durante el proceso de inversión.

Los sismogramas obtenidos en campo fueron 40 con 40 trazas sísmicas cada uno, para una totalidad de 1600 trayectorias de rayos sísmicos cruzando el medio geológico.

PROCESAMIENTO DE DATOS.

El procesamiento de la información sísmica consistió en diseñar una secuencia adecuada para enfatizar los eventos directamente transmitidos (primeros arribos), tanto de las ondas P como de las ondas S y minimizar o atenuar el ruido sísmico aleatorio presente en los sismogramas, y asimismo aplicar un criterio suficientemente robusto para determinar los tiempos de arribo de dichos eventos.

Los sismogramas resultantes del procesamiento se muestran en la figura 2,

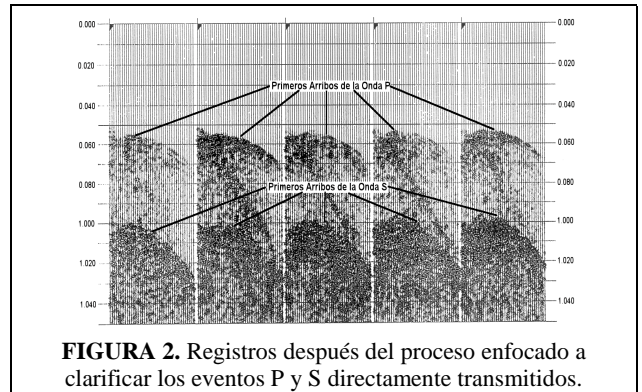


FIGURA 2. Registros después del proceso enfocado a clarificar los eventos P y S directamente transmitidos.

INVERSIÓN DE TIEMPOS DE TRÁNSITO.

Para iniciar el proceso de reconstrucción tomográfica, el primer paso consistió en establecer los modelos unidimensionales de las velocidades P y S. Estos se construyeron tomando en cuenta los tiempos de los eventos sísmicos directamente transmitidos en forma horizontal, para las 40 posiciones de fuentes y receptores, como se conoce dicha distancia (303.9 m) se calcularon las velocidades respectivas.

Se utilizó el proceso de inversión linealizada por medio de la técnica de Mínimos Cuadrados con Amortiguamiento mediante Gradiente Conjugado, haciendo uso del modelado de rayos para trayectorias fuente-receptor curvas, que son los que más se asemejan a la realidad, ya que la energía viaja más fácilmente por las capas de mayor velocidad.

En la figura 3 se presenta la imagen o tomograma final de la velocidad de la onda P (V_p) junto con la línea sísmica que pasa junto al área de estudio.

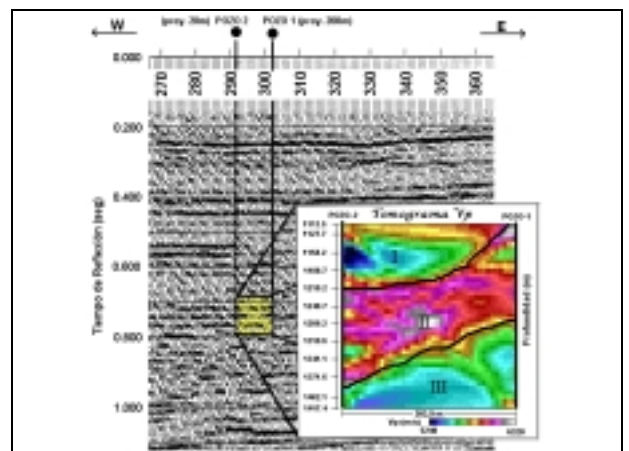


FIGURA 3. Tomograma Final de la Velocidad de la Onda P.

En el Tomograma Final V_p se pueden observar claramente tres zonas:

- La primera "I", en la parte superior del tomograma y hasta 1200 metros de profundidad, que muestra un cuerpo con un rango de velocidades de 5250 a 5750 m/s (en colores azul y verde), que es correlacionable con las facies sedimentarias tipo "Packstone" de la Formación San Andrés.
- La segunda "II", en la parte media del tomograma y hasta una profundidad de 1340 m, con un rango de velocidades de 5750 a 6300 m/s (en colores rojo y lila), que es correlacionable con las facies de "Wackstone" y "Mudstone", de la misma Formación.
- Y la tercera "III" se presenta en la parte inferior con valores de 5400 a 5700 m/s (en colores azul y verde) que es correlacionable con las facies "Packstone" de la misma Formación.

La figura 4 muestra la imagen correspondiente al Tomograma Final de la Velocidad de la onda S (V_s).

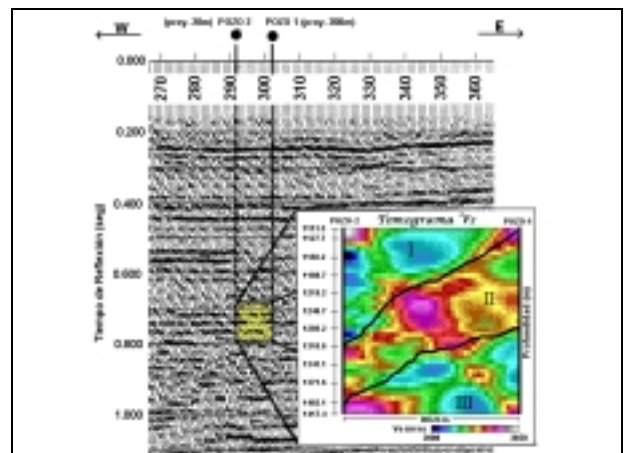


FIGURA 4. Tomograma Final de la Velocidad de la Onda S.

Las tres zonas (I, II, III), descritas para el Tomograma V_p también se aprecian en el Tomograma V_s , pero, en este último, se observa una variación lateral mayor de las velocidades, y esto puede ser debido a la lectura de los tiempos de tránsito de la Onda S, en los sismogramas procesados. El rango de variación de la velocidad de la onda S, para cada zona es: de 2800 a 3500 m/s para la primera "I", de 3000 a 3500 m/s para la segunda "II" y de 2900 a 3100 m/s para la tercera "III".

IMÁGENES DE CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÁSTICAS.

A partir de los Tomogramas V_p y V_s se pueden generar otros tipos de imágenes que nos muestren algunas características físicas o elásticas del subsuelo, tal como la relación de velocidades (V_p/V_s), la densidad (ρ), la porosidad

(ϕ) y las constantes elásticas, con la finalidad de extraer la máxima información posible de los datos sísmicos adquiridos con las técnicas tomográficas descritas.

A continuación se presentan los tomogramas obtenidos a partir de las imágenes de Vp y Vs:

Relación Vp/Vs.

Mediante una operación algebraica, se obtienen los valores Vp/Vs, dando como resultado el tomograma que representa la distribución areal de los contrastes de dicha relación, mostrados en la figura 5.

En la imagen se puede apreciar, de acuerdo con el rango de colores, que la relación Vp/Vs varía de 1.7 a 1.9, en forma general, existiendo fuertes variaciones a 1,250 metros de profundidad y cercanas al Pozo 2 y algunas otras en la parte central superior (en tonos rojizos) y en la parte izquierda inferior del tomograma (en tonos azules), posiblemente causadas por la poca cobertura de trayectorias existentes en esas zonas.

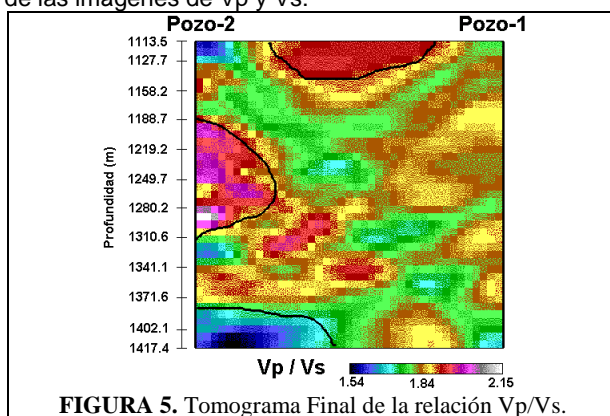


FIGURA 5. Tomograma Final de la relación Vp/Vs.

Densidad (ρ).

La distribución de la Densidad (ρ) se determinó a partir de la ecuación empírica obtenida por Lindseth (Lindseth and Street, 1981), la cual relaciona la velocidad de las ondas P con la densidad.

La figura 6 muestra el Tomograma de Densidad, en el cual observamos que el rango de valores varió de 2.6 a 2.7 gr/cm³; esta distribución da idea de los contrastes de densidad en el medio plano entre los pozos.

En esta imagen se presentan dos inversiones de la densidad, una en la parte superior, de 1113.5 a 1200.0 m. de profundidad y con valores de 2.6 a 2.65 gr/cm³, y otra en la parte inferior del Tomograma, de 1350.0 a 1417.4 m. con valores menores de 2.65 gr/cm³, en la parte intermedia del Tomograma se observan valores de 2.65 a 2.7 gr/cm³. Las variaciones laterales de las densidades pueden indicarnos diferentes índices de porosidad (fracturamiento) o presencia de diferentes fluidos.

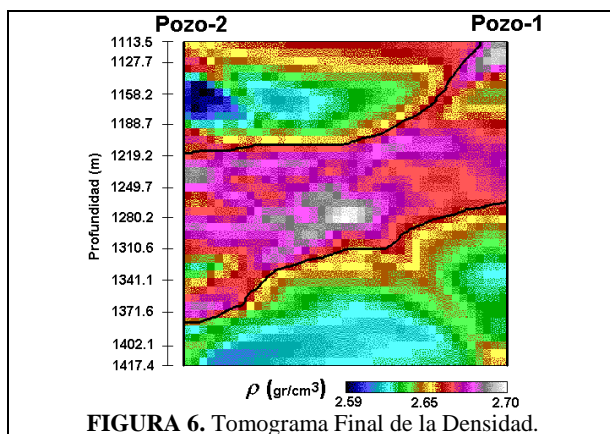


FIGURA 6. Tomograma Final de la Densidad.

Módulo de Young (E).

El Tomograma que representa la constante elástica denominada Módulo de Young, que relaciona el esfuerzo y la deformación bajo esfuerzos de tensión (elongación) o compresión (acortamiento), fue calculado mediante la relaciones empíricas obtenidas por análisis de laboratorio a muestras de rocas calizas de características similares a las del sitio de estudio (Contreras, 1993).

El Tomograma correspondiente está representado por la figura 7; en donde puede notarse que las variaciones, presentes en la imagen, van desde 549 a 827 x 10³ bares (54.9 a 82.7 x 10¹⁰ dinas/cm²) que, según datos de laboratorio, corresponden a materiales bien consolidados, resistentes a la deformación.

De nueva cuenta podemos observar las tres zonas, limitadas por líneas negras, descritas con anterioridad.

Módulo de Rigidez (μ).

El Módulo de Rigidez, de Corte o de Cizallamiento, es la constante elástica que relaciona el esfuerzo y la deformación bajo esfuerzos tangenciales o de cizallamiento:

El Tomograma correspondiente está representado por la figura 8; en donde puede notarse que las variaciones van desde 187 a 378 x 10³ bares (18.7 a 37.8 x 10¹⁰ dinas/cm²) que, de nueva cuenta, corresponden a materiales bien consolidados, de bajo índice de deformación ante esfuerzos de cizallamiento.

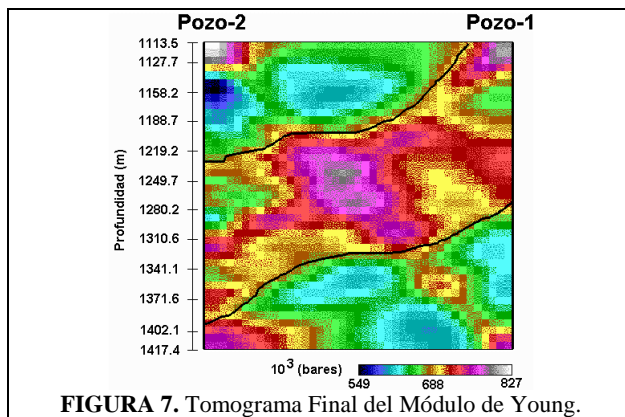


FIGURA 7. Tomograma Final del Módulo de Young.

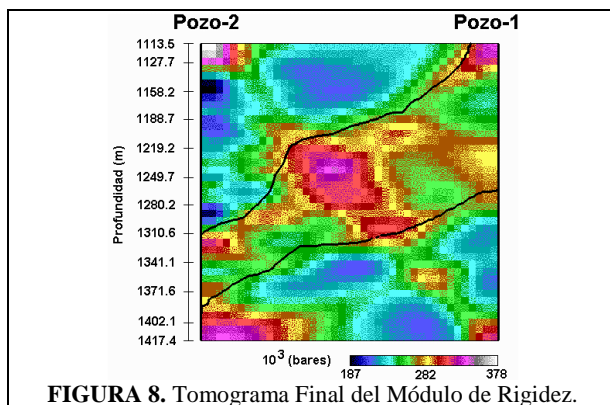


FIGURA 8. Tomograma Final del Módulo de Rigidez.

Módulo Volumétrico (κ).

El Módulo Volumétrico o recíproco de la Compresibilidad, es la constante elástica que relaciona el esfuerzo y la deformación bajo esfuerzos compresivos uniformes.

El Tomograma calculado está representado por la figura 9; en donde puede notarse que las variaciones van de 360 a 678 x 10³ bares (36.0 a 67.8 x 10¹⁰ dinas/cm²) que, de nueva cuenta, corresponden a materiales bien consolidados. Los valores típicos de los carbonatos son del orden de 60 x 10¹⁰ dinas/cm² (Contreras, 1993).

Relación de Poisson (σ).

La Relación de Poisson se define como la razón de cambio entre la deformación longitudinal y la deformación transversal. Es una constante elástica que indica rigidez, o dureza de las rocas.

El Tomograma correspondiente está representado en la figura 10, en donde puede notarse que las variaciones van de 0.28 a 0.32, que corresponden a materiales bien consolidados. Se observa también una zona de baja Relación de Poisson (0.19) hacia la parte profunda del Pozo 2, pero que puede estar asociada al poco cubrimiento de las trayectorias sísmicas que intervienen.

Porosidad (ϕ).

Otro parámetro obtenido a partir del análisis tomográfico, fue el de Porosidad Sónica (ϕ); para ello se utilizó la ecuación de promedio de tiempo de Wyllie. La figura 11 representa el Tomograma de Porosidad. En él se denotan 2 zonas (en tonalidades rojizas) de alta porosidad, de acuerdo al rango de valores (3.28 a 10.14 dado en porcentajes) de la Imagen. La primera esta ubicada en la parte superior de la imagen, de 1113.5 a 1200.0 metros con valores de 6.5 a 8.5, la segunda se encuentra en la parte inferior, de 1340.0 a 1417.4 metros con valores de 6.7 a 8.5, separadas por una zona de baja porosidad, con valores de 3.5 a 6.5.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

Finalmente se realizó un análisis general de las imágenes reconstruidas con las técnicas tomográficas descritas anteriormente, ya que el análisis particular fue descrito para cada imagen.

Como se observó en los Tomogramas de la Densidad, las Constantes Elásticas y la Porosidad, se definen tres zonas bien marcadas (denominadas I, II y III), que corresponden con el tipo de litología descrita: la zona superior "I" de las imágenes a las facies "Packstone", la zona intermedia "II" a las facies "Wackestone" y "Mudstone" y, finalmente, la zona inferior "III" a las facies "Packstone Peletoide".

Esta última zona corresponde a la base de la Formación San Andrés, de acuerdo con la figura 1, y en el trabajo de Link (1994) la considera de interés petrolero por su buena porosidad y permeabilidad.

A partir de las imágenes correspondientes, podemos corroborar que se trata de una secuencia estratificada, con una ligera inclinación hacia el Pozo 2 (al Suroeste), en donde se muestra una marcada heterogeneidad tanto lateral como vertical; esto debido, principalmente, al proceso continuo de transgresión y regresión.

CONCLUSIONES.

Las imágenes obtenidas para el área estudiada, en el experimento tomográfico, muestran correspondencia con la litología descrita para la Formación San Andrés, dentro del Campo Monahans. Las pequeñas variaciones laterales, que muestran los diferentes tomogramas, pueden ser debidas a variaciones laterales de las facies sedimentarias o a zonas con diferentes índices de fracturamiento; esto tendría que verificarse con estudios más detallados y calibrándolos con información de pozo.

La resolución obtenida con Tomografía de Pozo a Pozo es casi equivalente a la resolución que nos proporcionan los Registros Geofísicos, ya que se pueden obtener frecuencias de hasta 3000 Hz.

Mediante un análisis conjunto de las imágenes de las propiedades físicas y elásticas del medio, podemos realizar una buena determinación de la litología y establecer los diferentes ciclos sedimentarios, ya que podemos definir ciclos de hasta cuarto o

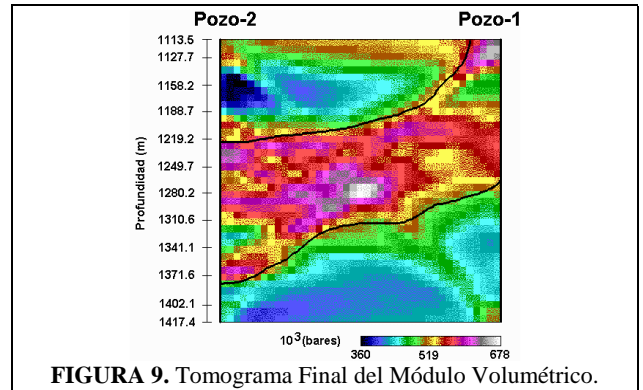


FIGURA 9. Tomograma Final del Módulo Volumétrico.

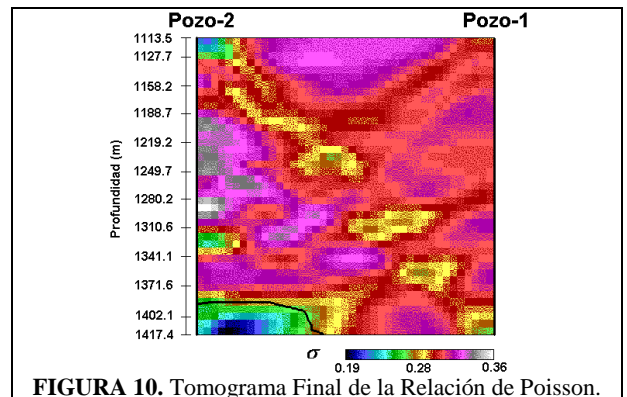


FIGURA 10. Tomograma Final de la Relación de Poisson.

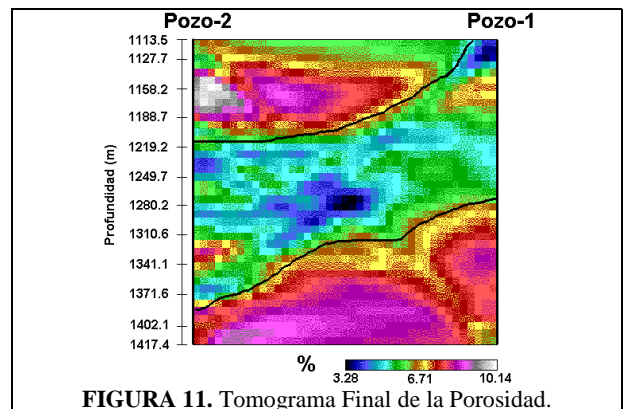


FIGURA 11. Tomograma Final de la Porosidad.

quinto grado (de 0.5 a 5.0 metros), mientras que en la sismología de superficie únicamente se pueden determinar ciclos de segundo o tercer grado (decenas a centenas de metros).

REFERENCIAS.

- Contreras López, Enrique, 1993, 'Correlaciones Empíricas entre las Constantes Elásticas Dinámicas y las Velocidades de las Ondas P y S de un Grupo de Rocas': Instituto de Investigaciones Eléctricas (inédito)*
- Elliot, L.A. and Waren, J.K., 1989, 'Stratigraphy and Depositional Environment of Lower San Andres Formation in Subsurface and Equivalent Outcrops': Bulletin A.A.P.G., 73, 1307-1325.*
- Holtz, M.H., Ruppel, S.C. and Hocott, C., 1991, 'Analysis of Reserve Growth Potential in Leonardian-restricted Platform Carbonate Reservoir, Permian Basin: An Integrated Approach': 66th Ann. Tech. Conf. and Exhibition, Soc. Pet. Eng., Expanded Abstracts, 165-176.*
- Link, Curtis A., 1994, 'Crosshole Seismic Analysis for Reservoir Characterization and Lithology Indication': PhD. Thesis, Univ. Of Houston.*
- Lindseth, R.D. and Street, A.V., 1981, 'Stratigraphic Traps with Synthetic Sonic Logs': Continuing Education Program, S.E.G.*
- Mendoza Amuchástegui, J.A., Ramirez Cruz, L.C. Y Del Valle García, R., 1993, 'Tomografía Sísmica. Fase III': Reporte Final del Proyecto CAC-1201, I.M.P. (inédito).*
- Tyler, N., Bebout, D.G., Garrett, C.m. Jr., Guevara, E.H., Hocott, C.R., Holtz, M.H., Hovorka, S.D., Kerans, C., Lucia, F.J., Major, R.P., Ruppel, S.C. and Vander Stoep, G.W., 1991, 'Integrated Characterization of Permian Basin Reservoirs, University Lands, West Texas': Report of Investigation No. 203, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin.*