

GGP-1

ATENUACION SISMICA Y SUS APLICACIONES A LA DETECCION DE HIDROCARBUROS

Ramírez Cruz Luis y Del Valle García Raúl
Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: luisrc@geofisica.unam.mx

La atenuación inelástica de las ondas sísmicas, es el proceso por el cual la energía de las ondas que viajan en las rocas se convierte en calor. Depende de varias características como la composición de la matriz, la saturación de fluidos, la porosidad, la densidad de fracturas y otros. La atenuación de ondas sísmicas generalmente se representa como el factor de calidad Q ó el coeficiente de atenuación (α). En este trabajo se presenta el uso potencial de la atenuación sísmica como un detector directo de hidrocarburos. Se llevo a cabo la aplicación de varios métodos para estimar atenuación, que van desde la obtención de atributos relacionados con el contenido de energía a través de mediciones espectrales instantáneas, así como la obtención del factor de atenuación, a través de la transformada de Wigner. Este último fue aplicado primeramente a datos sintéticos generados de un modelo gas-arena y después a datos reales de un yacimiento. Las técnicas ayudaron a determinar zonas anómalas de atenuación que están asociadas a rocas saturadas de aceite pesado, lo cual fue corroborado a través de la calibración con datos de pozo.

GGP-2

ATRIBUTOS SÍSMICOS Y AVO; DOS HERRAMIENTAS COMPLEMENTARIAS PARA DEFINIR YACIMIENTOS DE GAS

Sánchez Layna Javier
Instituto de Geofísica, UNAM
Correo Electrónico: javierlayna@hotmail.com

Se presentan los resultados de la aplicación las técnicas de Amplitud contra Distancia fuente -receptor (AVO) y atributos sísmicos a la exploración de gas, así como el potencial y alcances que se puede tener con esta técnica. Se muestra la manera que este estudio influye sobre la interpretación petrofísica y se dan consideraciones para una secuencia básica de proceso para las dos técnicas.

Como área de estudio se considero una línea sísmica de la cuenca de Burgos, la cual fue acondicionada para mejorar la relación señal -ruido y efectuar con mayor confiabilidad el análisis. Los resultados de los atributos fueron utilizados para definir las zonas de interés (posibles zonas con saturación de gas), observándose la presencia de anomalías de amplitud que posteriormente fueron analizadas con AVO. La respuesta de AVO, corresponde a la huella sísmica del gas, por lo que se sugiere la existencia de un sistema gas-arena. La combinación de ambas técnicas muestra el potencial que se tiene al integrar los resultados y verificar con técnicas diferentes la posible presencia de gas.

GGP-3

AZIMUTHAL VARIATION OF AVO GRADIENT: ON THE ORIENTATION OF THE SO-CALLED AVO ELLIPSE IN FRACTURED RESERVOIRS

Chichinina Tatiana, Ronquillo Jarillo Gerardo y Sabinin Vladimir
Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: tchichin@imp.mx

The main oil and gas reservoirs in Mexico are presented by the fractured carbonate rocks. The simplest effective model of the fractured medium with a single set of aligned vertical cracks is transversely isotropic medium with a horizontal symmetry axis (HTI medium), which exhibits azimuthal anisotropy. The analysis of the amplitude variations with azimuth (AVAz) of reflected PP-waves is considered to be a powerful tool for estimation fracture orientation and the type of fracture infill, for example, for the solution the problem of the discrimination gas from water in fractures. For the resolving this problem, the anisotropic part of AVO gradient is used, in particular, its sign (plus or minus) is investigated, i.e. its positive value is associated with water-saturated cracks ("wet" cracks) and negative one means gas-filled cracks ("dry" cracks) (MacBeth, 2000; Bakulin et al., 2000). However, for the extraction the value of the anisotropic part of AVO gradient, symmetry axis orientation is to be known, because the anisotropic part can be obtained as the difference between the value of AVO gradient in the symmetry axis plane and that in the isotropy plane.

AVO gradient azimuthal dependence in HTI medium can be described as an ellipse as well as azimuthal variation of NMO interval velocity. But, while the NMO ellipse is always oriented uniformly (in the sense that its major axis is always directed at the fracture strike direction), the AVO ellipse can be oriented at the fracture strike as well as at the normal direction to the fracture strike.

In this paper we investigate AVO ellipse of PP-waves reflected from the interface between isotropic medium and HTI medium. For the adequate AVO analysis it is necessary to know on which factors depends the orientation of AVO ellipse. Numerical modeling of P-wave reflections was carried out and it showed that the major AVO-ellipse axis can be directed not only at the fracture strike direction as it is often assumed (e.g. Mallik et al, 1998), but also at the normal direction depending on the contrast of the elastic properties at the interface, on the to ratio in the host rock and on the crack density of HTI medium.

GGP-4

CARACTERIZACIÓN ESTÁTICA DE UN MEDIO POROSO APLICANDO LA TRANSFORMADA ONDULAR

Lozada Zumaeta M. Manuel¹, Arizabalo Salas R. Darío.¹,
Ronquillo Jarillo Gerardo¹, Hernán Flores J.¹, Campos Enriquez
José Oscar² y Rivera Recillas David E.¹

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

Correo Electrónico: MLozada@imp.mx

² Instituto de Geofísica, UNAM

Pese a que la función ondular fue descubierta por Haar aproximadamente cien años atrás, recién a comienzos de los años 80, se da una versión inicial de la transformada ondular continua adaptada al análisis de datos sísmicos. Daubechies, Mallat, entre otros investigadores, aportaron desarrollos significativos en la teoría de la

transformada ondicular a fines de los años 80 y principios de los 90. Su trabajo ha proporcionado fundamentos rigurosos para numerosas aplicaciones de la transformada ondicular.

Un medio poroso a escala de reservorio (aceite, gas, geotérmico, acuífero de agua subterránea) característicamente es heterogéneo, sus propiedades físicas dependerán de la longitud de la escala considerada. Incorporar la mayor cantidad de información representativa a un modelo de un medio poroso, es un reto por la disparidad de escalas presentes ya que entre la más grande y la más pequeña, se puede tener hasta 10 ordenes de magnitud. Dada la cobertura de los datos sísmicos 3-D (4-D) y una calibración apropiada con datos directos, los datos indirectos proporcionan los recursos para caracterizaciones físicas más precisas.

Un aspecto crítico en la caracterización de un medio poroso está relacionado con el acondicionamiento de los datos (denoising, smoothing). Siendo uno de los obstáculos principales el de que diferentes tipos de datos al ser analizados con métodos diferentes, proporcionan algunas veces resultados contradictorios. El adecuado tratamiento de los datos, determinación de sus tendencias y distribución estadística, pueden contribuir al desarrollo de modelos realísticos útiles para la simulación numérica.

Un aspecto importante en el análisis de datos directos e indirectos de un medio poroso, es la necesidad de separar la componente de ruido contenido en los datos. El espectro ondicular apropiadamente identifica la escala dominante en el plano de fase (escalograma) como una función única de la escala. El espectro ondicular proporciona una mejor estimación de la varianza de los datos, que el espectro de potencia, ya que los coeficientes de la transformada ondicular están determinados por las variaciones locales, en tanto que en el espectro de potencia, los datos de todo el dominio de definición de la señal afectan a los coeficientes de Fourier. Los máximos locales del espectro ondicular proporcionan las escalas de las contribuciones características más significativas.

Con la transformada ondicular no solamente podemos analizar el conjunto de datos de naturaleza fractal de manera precisa e eficiente, sino también podemos usarla en la construcción de datos fractales sintéticos, los cuales pueden contribuir al desarrollo de un modelo geológico del medio poroso. Si las heterogeneidades de un medio poroso tienen distribución fractal, deberemos utilizar la interpolación fractal para las zonas de interpozos (regiones entre pozos en las cuales no se tienen datos aprovechables para generar una estimación de sus propiedades).

En este trabajo presentaremos los resultados de la experimentación numérica y aplicación de la transformada ondicular como herramienta de alisamiento de datos e identificación de la escala relevante; análisis y reconstrucción fractal, en el marco de la caracterización estática de un medio poroso a escala de yacimiento.

GGP-5

DETECCIÓN DIRECTA DE HIDROCARBUROS USANDO NUEVOS ATRIBUTOS SÍSMICOS EN ARENAS Y CARBONATOS

Ronquillo Jarillo Gerardo, Lozada Zumaeta M Manuel y Kousoub Nikolai

Programa de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: ronqui@imp.mx

Actualmente en el análisis y procesamiento de señales, se están usando otro tipo de algoritmos, por ejemplo los algoritmos de Matching Pursuit (MP), que es una clase de generalización de la transformada ondicular (WT), donde la descomposición de la señal debe ser realizada sobre elementos (átomos) desde algún grupo (diccionario) de elementos definidos únicos. Por lo tanto con base a lo anterior se propone nuevos atributos sísmicos complementarios usando el algoritmo de Matching Pursuit de - escala (la duración), - regularidad (el grado de derivación fraccionaria o integración) y - la dirección (causal o anticausal). Estos parámetros, nosotros los consideramos como los atributos adicionales de traza sísmica, así como los obtenidos con la Transformada ondicular continua (CWT) inversa que fue la pseudo impedancia acústica y reflectividad. Donde se exploró dos versiones de selección de átomos base (prototipo) para la presentación del diccionario: a) Bases ondulares básicas analíticas sobre derivadas de segundo orden (o de orden más alto) de la función de probabilidad de Gauss - no adaptable al diccionario y b) Recuperación del prototipo de la sección sísmica misma - se adapta al diccionario. Sin embargo en el presente estudio solo se considero para el caso de la versión a).

Los atributos sísmicos propuestos de escala, regularidad y dirección. Así como los de pseudo impedancia acústica y reflectividad son una herramienta más para el análisis de datos sísmicos en la exploración, delimitación y caracterización de yacimientos petroleros.

Los resultados integrados de los atributos propuestos con AVO validan la importancia del uso del MP y la CWT inversa. Se puede finalizar, que el uso de la descomposición atómica se aplica en el incremento de la resolución vertical de la sección sísmica, estimación petrofísica y nuestro caso en la detección directa de hidrocarburos en arenas y carbonatos.

GGP-6

POSICIONAMIENTO Y NAVEGACION PARA ESTUDIOS DE ADQUISICION SÍSMICA 2D Y 3D MARINOS EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCION

Díaz López José Manuel¹ y Méndez Sánchez José Guadalupe²

¹ Exploración y Producción Región Norte, PEMEX
Correo Electrónico: jmdiazl@pep.pemex.com

² Exploración y Producción, Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración, PEMEX

Los requerimientos y metodologías utilizadas para la adquisición de datos sísmicos en el mar y la naturaleza dinámica del ambiente marino donde las operaciones de los estudios sísmicos de PEMEX Exploración y Producción se efectúan, hacen necesario que el trabajo de levantamiento sísmico y de posicionamiento se realice al mismo tiempo.

Anteriormente, los requisitos de navegación para la adquisición sísmica se limitaban a posicionar el barco y utilizar brújulas y datos acústicos para derivar la posición de fuentes y grupos de receptores. Se realizaban cálculos básicos de posición durante la adquisición de datos y era necesario una evaluación posterior para obtener los resultados finales.

Los requisitos de posicionamiento de hoy en día exigen mayor exactitud, robustez mejorada contra los errores de medición, un control de calidad más riguroso para grandes volúmenes de información, capacidad de procesamiento más rápida y la habilidad de maniobrar los receptores a posiciones específicas en tiempo real.

El sistema de posicionamiento integrado en tiempo real, control de calidad y cálculo que cumplen con las demandas antes requeridas, cuentan con los últimos desarrollos en algoritmos dinámicos y el poder combinado de estaciones de trabajo. El resultado es un sistema versátil, de alto rendimiento que puede ser usado en exploración 3D o 2D con un procesamiento y control de calidad de la información automatizado.

El concepto de Navegación de Actividad Total, en el cual varios subsistemas comparten un Modelo de Datos Relacionales permite un intercambio altamente eficiente de datos, los cuales son accesibles desde todos los subsistemas, Esto es especialmente relevante para permitir desarrollar programas integrales de control de calidad para cubrir todos los aspectos de la tarea de navegación.

Para obtener la dirección del barco y control de tiro con exactitud, los cálculos de navegación se deben llevar a cabo en "tiempo real", esto es sin ningún retraso significativo que pudiera afectar el posicionamiento, para efectuar esta tarea se utiliza un módulo integrado el cual ofrece posicionamiento del barco y los flotadores, control de disparos y timoneo automático.

El sistema integrado puede utilizar una amplia selección de detectores de navegación y detectores de navegación por satélite. Dichos sistemas incluyen GPS, DGPS y sistemas de seguimiento de flotadores. Además de las posiciones, se reciben datos de giroscopio, registro de velocidad, mediciones de corriente, ecosonda, compases e información de la red acústica, un módulo integrado recibe estos datos, los fecha y decodifica. La información final es entregada en cintas 3590.

GGP-7

TRANSFORMADA DE ONDÍCULA DISCRETA 'À TROUS' APLICADA A LA ESTIMACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS MULTIESCALA.

Lozada Zumaeta M. Manuel¹, Ronquillo Jarillo Gerardo¹, Campos Enriquez José Oscar², Rivera Recillas David E.¹ y Arizabalo Salas R. Darío¹

¹ Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: MLozada@imp.mx

² Instituto de Geofísica, UNAM

La transformada ondicular determina el contenido espectral a diferentes escalas en localizaciones específicas de tiempo. Es una representación particular tiempo-frecuencia que ha tenido en los últimos años numerosas aplicaciones en física, y en el procesamiento de señales e imágenes. Las señales sísmicas comprenden usualmente pulsos no repetitivos de duración instantánea (transitorios) que las

hacen típicamente apropiadas para el análisis y síntesis ondicular. Fue Morlet et al. 1982 quien por primera vez utilizó el análisis ondicular en el análisis de datos sísmicos.

Un algoritmo relacionado con la transformada ondicular discreta que proporciona una representación particular de los datos de entrada es denominado algoritmo 'à trous' (con huecos), Holschneider et al., 1989; Shensa, 1992. Es una transformación en la que el paso sucesivo de eliminación de muestras propia de la transformada ondicular discreta no se realiza (diezmación).

El antecedente de la parte de aplicación está relacionado a Faqui et al., 1995, quien aplicó la transformada ondicular en procesos de filtrado antes y después del apilado, como también en la representación de la señal sísmica en el dominio tiempo-frecuencia en los trabajos de Cohen et al., 1993, y Lozada y Ronquillo, 1997. Inicialmente, de una sección sísmica apilada obtenida de una secuencia especial de procesamiento se obtuvieron secciones sísmicas en tiempo aplicando conceptos propios del análisis de multiresolución (MRA) en el dominio de la transformada ondicular. Las secciones sísmicas temporales apiladas selectivamente de acuerdo al ancho de banda de interés permitieron sintetizar distintas salidas con diversos y específicos anchos de banda, con relaciones de señal ruido máximo y óptimo. Para la estimación del contenido de frecuencias del ancho de banda requerido, se requirió la evaluación de las características de la información temporal original.

La implantación y experimentación numérica de la transformada (1-D, 2-D) de ondícula discreta 'à trous', como una de las transformaciones multiescala, permite sostener que corresponde a una herramienta complementaria que en forma integrada contribuye eficazmente en la caracterización de yacimientos, estimación de atributos sísmicos, y en el análisis y procesamiento de datos sísmicos de reflexión.

GGP-8

CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA Y PROFUNDIDAD AL BASAMENTO EN LA CUENCA DE VIZCAINO, EN BAJA CALIFORNIA SUR, MÉXICO

Villela y Mendoza Almendra, Romo Jones José Manuel y García Abdeslem Juan
CICESE

Correo Electrónico: avillela@cicese.mx

La cuenca sedimentaria ubicada en la península de Vizcaino, en Baja California Sur, México, tiene un interés tectónico así como económico, por su papel como cuenca de ante-arco en la tectónica de la región, así como por su potencial como reserva de hidrocarburos ligeros. En este trabajo determinamos la extensión y profundidad de esta cuenca, así como su relación con los demás elementos estructurales de la región. Con este objetivo investigamos la conductividad eléctrica y la densidad de masa de las rocas del subsuelo, utilizando datos geofísicos a lo largo de una sección transversal NE-SW, de 130 km de longitud, entre Bahía Asunción, en la costa del Pacífico hasta el poblado de El Arco, en la sierra de la Giganta. Para determinar la conductividad eléctrica utilizamos datos magnetotelúricos que fueron interpretados en términos de un modelo bidimensional del subsuelo. Por su parte, usamos datos de gravedad para estimar la profundidad al basamento en la región estudiada. Se sabe que la conductividad eléctrica de las rocas del subsuelo aumenta al aumentar el contenido y la conectividad de fluidos y/o minerales conductores, en tanto que la densidad de masa aumenta al aumentar

el contenido de minerales máficos y/o al disminuir la porosidad de la roca. Estas propiedades hacen posible que el basamento granítico, poco permeable y denso, pueda distinguirse de las rocas sedimentarias o meta-volcánicas, más permeables y menos densas, que rellenan la cuenca. Nuestros resultados indican que la cuenca sedimentaria puede alcanzar un espesor máximo de 9 km en la parte central de la sección estudiada, y se adelgaza rápidamente hacia el NE. Se distinguen varias anomalías conductoras (~ 1 Ohm-m), las más superficiales posiblemente causadas por la infiltración de agua marina. Algunas otras pueden asociarse a las rocas volcánicas del grupo Alisitos. El contraste con el basamento resistivo (> 1000 Ohm-m) es tal, que el fondo de la cuenca se puede seguir claramente hacia el NE. Aproximadamente a 10 km por debajo del poblado de El Arco se observa una "pluma" conductora (~ 1 Ohm-m) cuyo origen puede asociarse a la zona de sutura entre dos de los terrenos que se agregaron a la margen occidental de Norteamérica durante el Mesozoico. Finalmente, en la margen occidental del perfil se observa una anomalía medianamente conductora (~ 30 Ohm-m) que puede deberse a fluidos acarreados y acumulados en la cima de la placa oceánica fósil (Magdalena-Guadalupe) que quedó acoplada bajo la corteza peninsular después de ser capturada por la placa Pacífico, hace ~ 12 Ma. El modelo de basamento obtenido a partir de los datos de gravedad muestra la cuenca dividida transversalmente por un alto estructural. Según estos resultados, la cuenca alcanza profundidades de más de 5 o 6 km en la región estudiada.

GGP-9 CARTEL

NUMERICAL MODELING OF SEISMIC WAVE PROPAGATION IN THE NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS

Ronquillo Jarillo Gerardo, Chichinina Tatiana y Sabinin Vladimir
Instituto Mexicano del Petroleo
Correo Electrónico: gronqui@imp.mx

The work is devoted to the so-called seismic imaging direct problem that is the representation of the simulated seismic signatures, which could correspond to the field seismic response in fractured reservoirs. Seismic signatures are often found to be very complicated and so the problem arises to distinguish the target wave signals from the other ones. With this goal in mind, we have created a packet of the computer codes ("The Dinamic Ray Tracing Program") which intends to image the useful seismic response from the target layer wanted. The Program could be used as a teaching program in seismic exploration as well as an assisting tool for the interpretation of real seismic wave field and for better understanding fracture characterization problem (e.g. for the analysis of amplitude variation with offset and azimuth (AVOA) and azimuthal analysis of normal-moveout velocity (NMO)).

Some calculated seismograms are presented which correspond to the longitudinal waves (PP) reflected from a fractured oil/gas reservoir. The reservoir is simulated as a model of a thin HTI layer (transversely isotropic with horizontal symmetry axis), which exhibits anisotropic properties due to the presence of the aligned vertical cracks. Theoretical seismograms were calculated for three HTI models of fractured reservoir, i.e. a) for the case of saturated cracks in an almost impermeable background, b) that of dry cracks, and c) the case of saturated cracks in a porous host rock. One can see reflected waves from the top and the bottom of the anisotropic target layer (while the overburden and the lower layer are isotropic). Due to azimuthal anisotropy induced by fracturing, seismic signatures, calculated for the cases of wave propagation in the principal directions (in the plane of fractures and in the symmetry axis plane), are rather different.

GGP-10 CARTEL

APLICACIONES DEL CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS MEDIANTE LA TRANSFORMADA ONDICULAR DISCRETA

Rivera Recillas David E.¹, Campos Enríquez José Oscar², Lozada Zumaeta M. Manuel³ y Ronquillo Jarillo Gerardo³

¹ Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM

Correo Electrónico: drivera@imp.mx

² Instituto de Geofísica, UNAM

³ Instituto Mexicano del Petróleo

Los atributos sísmicos instantáneos, amplitud, fase y frecuencia, son importantes en la caracterización de yacimientos. La técnica convencional para la obtención de estos atributos sísmicos convencionales se basa en el cálculo de la cuadratura, o transformada de Hilbert, de cada traza sísmica mediante la transformada rápida de Fourier.

Sin embargo, la transformada de Hilbert se puede calcular a través de la transformada ondicular mediante un proceso denominado diagonalización de operadores homogéneos. Es de esperar obtener mejores resultados al emplear este método debido a las mejores propiedades del análisis en tiempo-frecuencia de la transformada ondicular.

Una ventaja de este método alterno es el menor número de operaciones que se realizan: la transformada ondicular emplea $O(n)$ operaciones mientras que la transformada de Fourier usa $O(N \ln N)$ operaciones. Esta ventaja se puede incrementar si el proceso se realiza de una manera un poco burda: sin considerar componentes de alta frecuencia. Otra consecuencia es el ahorro de memoria de cómputo, brindando ventajas en el análisis de volúmenes de datos sísmicos 3D.

Presentamos algunas aplicaciones de este método en datos sísmicos sintéticos y en secciones sísmicas reales. Los resultados muestran que se tiene al menos resolución similar a las técnicas convencionales.