

Atributos sísmicos geométricos en el yacimiento de petróleo Boca de Jaruco

Yamicela Tamayo López

Correo electrónico:yami@digicupet.cu

Artículo Original

Carlos Veiga Bravo

Correo electrónico:carlos@digicupet.cu

Alberto Helio Domínguez Gómez

Correo electrónico:alberto@digicupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Resumen

El trabajo está encaminado a determinar los atributos sísmicos geométricos en el bloque central del yacimiento de petróleo Boca de Jaruco, para disminuir la incertidumbre en la interpretación estructural. Se utilizaron los resultados del procesamiento de los datos sísmicos 3D con migración antes de la suma en profundidad y se delimitó la superficie asociada al tope del reservorio principal. Se obtuvo un flujo de trabajo para la elaboración de mapas de atributos geométricos (acimut, buzamiento, curvatura y rugosidad), y se precisaron elementos estructurales donde los datos sísmicos tradicionales no siempre logran mostrar una imagen confiable de la estructura geológica. La estructura incluye tres altos estructurales entre 1 122 y 1 200 m de profundidad. El atributo acimut permitió diferenciar los flancos sur y norte; delimitándose con exactitud la cúpula. El atributo buzamiento indicó valores de inclinación de las capas entre 5 y 30°, la cúpula con valores bajos y los flancos con los mayores, sobre todo en el sur. Los atributos de curvatura y la rugosidad revelan las áreas de fallas o canales.

Palabras clave: atributos sísmicos geométricos, sísmica 3D, acimut, buzamiento, curvatura, rugosidad

Recibido: 8 de junio del 2012

Aprobado: 18 de agosto del 2012

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se ha desarrollado una fuerte corriente dentro del procesamiento, basada en la generación de atributos sísmicos. En la literatura internacional se reporta el positivo empleo en algunos casos de los atributos geométricos para el análisis estructural en investigaciones de áreas complejas. En el estudio de áreas exploratorias, estas técnicas de análisis de atributos sísmicos tienen mucha utilidad para complementar la interpretación estructural. [1] Su aplicación tiene como fin reducir la incertidumbre durante la interpretación geólogo-geofísica, lo que se traduce en disminuir el riesgo en la exploración petrolera, mediante el acercamiento más real a la localización de la superficie de los altos estructurales revelados en las construcciones de los mapas estructurales, además de dar información que aporte para el ajuste del modelo

sedimentológico y estratigráfico en áreas estructuralmente complejas donde los datos sísmicos convencionales no siempre logran mostrar una imagen confiable de la estructura geológica, lo cual representa un impacto económico importante ya que los mapas estructurales son la base para la caracterización de los reservorios, evaluación de reservas, simulación de los yacimientos, y definición de nuevas localizaciones de pozos para el desarrollo constante del campo.

Este estudio se dirige a determinar algunos atributos geométricos para la delimitación estructural de la superficie asociada al tope del reservorio principal utilizando la aplicación ChronoVista 3 del software Geocenter 3100 y el cubo sísmico 3D migrado en profundidad antes de la suma (PSDM) del bloque central del yacimiento de petróleo de Boca de Jaruco (figura 1).

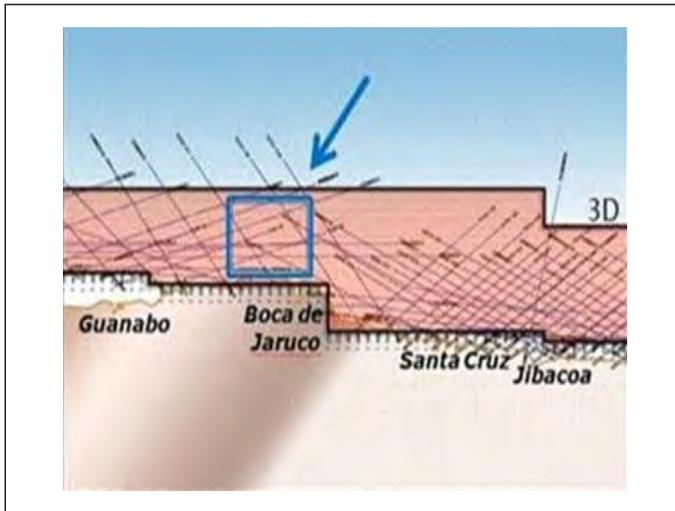


Fig. 1 Ubicación geográfica de la zona de estudio (modificado de [2]).

MATERIALES Y MÉTODOS

En esta investigación se aplicaron los atributos sísmicos, específicamente los denominados atributos geométricos:

- Atributos geométricos buzamiento y acimut: Detectan discontinuidades, fallas o cambios de facies que pueden estar definidas por cambios de inclinación y dirección entre otros rasgos estructurales. [3] Estos describen la relación espacial y temporal computarizada por la configuración del reflector y la continuidad, siendo la fase el principal factor para la determinación de las configuraciones geométricas. [4]

- Atributos geométricos curvatura y rugosidad: Recientemente los atributos de curvatura han sido determinados convenientemente para la delineación de fallas y predicción de la distribución y orientación de fracturas. [5] El atributo rugosidad da una medida de la coherencia entre las trazas sísmicas, mide los cambios laterales en la respuesta sísmica causada por la variación estructural, estratigráfica, litológica, porosidad y la presencia de hidrocarburos acentuando las discontinuidades, fallas, canales y otros límites. [6]

Para el procesamiento y determinación de los atributos geométricos de superficie se diseñaron las siguientes etapas que son descritas a continuación.

Etapas 1. Preparación del dato sísmico

Generalmente se considera que los datos sísmicos deben tener un mínimo de calidad para poder ser sometidos al análisis de atributos, ya que de lo contrario estas técnicas no proporcionan los resultados esperados. [7] Por lo tanto, la metodología de procesamiento debe considerar la preservación de amplitudes para obtener un resultado confiable, con mejor diferenciación y continuidad de los eventos, teniendo en cuenta los siguientes objetivos: [8]

- Eliminar efectos que se producen debido a la propagación de la onda a través del medio.
- Eliminar los diferentes tipos de ruido que interfieran en la reflexión de los eventos de interés.
- Atenuar las variaciones producto de los alejamientos (distancia fuente-receptor).

En este trabajo se utiliza el cubo sísmico 3D migrado en profundidad antes de la suma, donde la diferenciación de las amplitudes sísmicas en el tiempo estuvo afectada por la aplicación de un control de ganancia automática (AGC) a partir del cálculo de los coeficientes de amplitud sobre una ventana de 700 ms en el posprocesamiento después de la suma 3D, por consiguiente, se aplicó el proceso inverso del AGC con la opción traza a traza teniendo en cuenta la longitud total de la traza sísmica y los coeficientes almacenados previamente en sus encabezamientos, conservándose la expresión dinámica de la traza sísmica y una mejor diferenciación de amplitudes en el corte sísmico.

Etapas 2. Carga del dato sísmico y control de calidad

Para la carga y el control de la calidad de los datos sísmicos 3D posapilado se utilizó la aplicación ChronoVista 3 del software Geocluster 3100.

Se diseñó el bloque sísmico 3D teniendo en cuenta los límites por *inline* (350-446), *crossline* (2300-2550) y la longitud de registro por la vertical (0-4500 m), determinando automáticamente el tamaño en bytes del bloque sísmico. También se editó la topografía 3D introduciéndose los parámetros para formar la red (distancia entre *inlines* y *crosslines*, coordenadas del punto de referencia y la orientación). El control de calidad se realizó visualizando la geometría del cubo sísmico 3D por *inlines*, *crosslines*, cortes en profundidad, entre otros.

Etapas 3. Interpretación del horizonte por el tope del reservorio principal del bloque central del yacimiento Boca de Jaruco. Propagación 3D en el cubo sísmico

En la figura 2 se presenta el esquema de flujo de trabajo que se siguió para la propagación del horizonte en el cubo sísmico 3D.

Para la creación del horizonte y la superficie asociada al tope del reservorio principal del bloque central del yacimiento de Boca de Jaruco se realizaron los siguientes pasos:

Conjuntamente con el interpretador geólogo-geofísico del área de estudio se selecciona el horizonte a estudiar en varias *inlines* y *crosslines* del cubo 3D, correlacionándose con la información de pozos existentes en el área [9] y teniendo en cuenta el mapa estructural de la figura 3. Se crea la superficie asociada a este horizonte seleccionado.

Se utiliza la selección automática de horizontes, la cual se rige por la información existente en la sísmica contenida en la sección vertical. La selección debe ser lo más precisa posible en reflectores continuos y de grandes amplitudes.

En ocasiones, durante la interpretación, se utilizó también la selección manual, siendo su aplicación mejor en áreas de mucha complejidad geológica y pobre continuidad del reflector.

Después de interpretado el horizonte, se seleccionó la herramienta de interpretación propagador de bordes 3D, dentro de la cual se escoge la opción *seed* "semillas" para situarlas por todo el horizonte (figura 4).

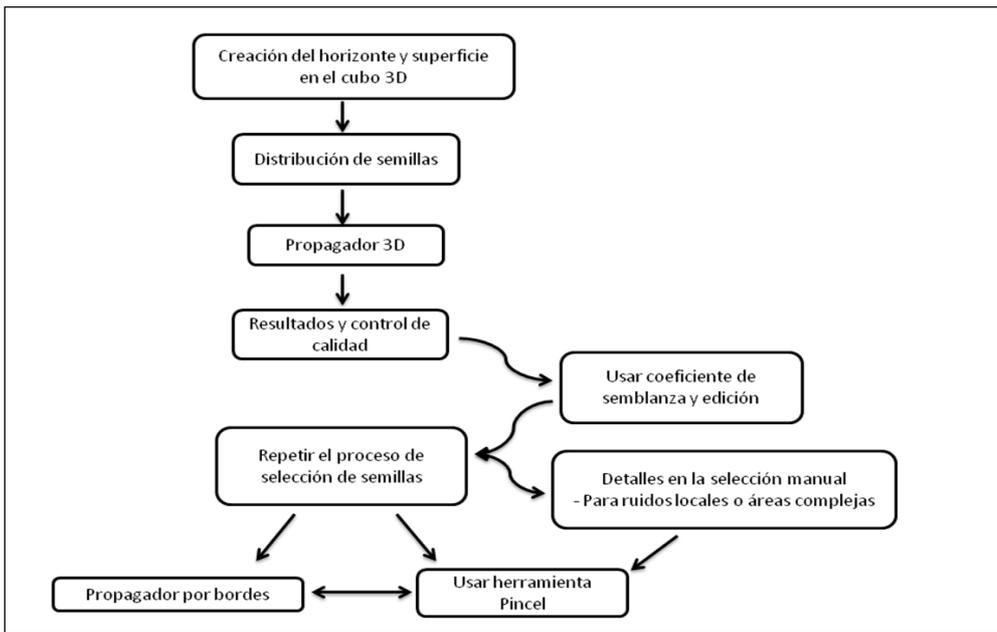


Fig. 2 Esquema de flujo de trabajo para la propagación en 3D.

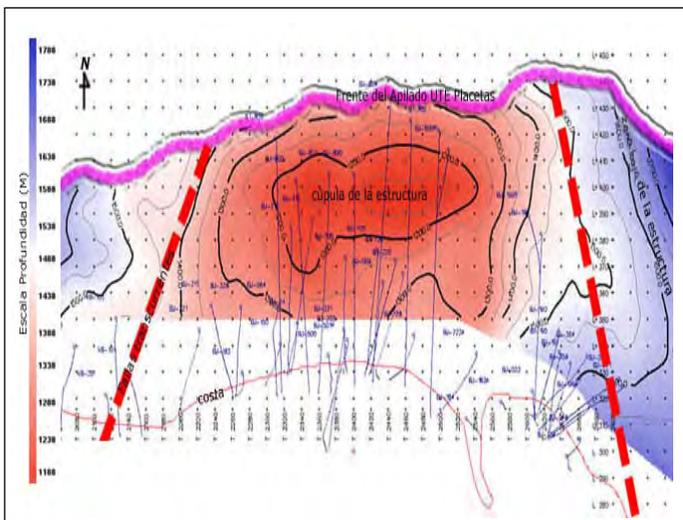


Fig. 3. Mapa estructural por el tope de la envolvente de las rocas carbonatadas fracturadas del yacimiento de petróleo Boca de Jaruco. [9]

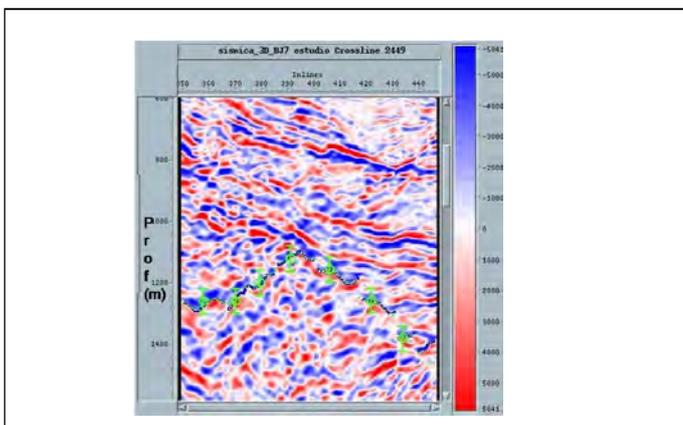


Fig. 4. Representación de las semillas en el horizonte seleccionado.

En la ventana de propagación 3D se definieron los siguientes parámetros de ajustes de correlación:

- El tamaño de la ventana (*window size*) toma una porción de la traza que va a ser comparada con otra traza para determinar el porcentaje de correlación (20 m).
- Coeficiente de semejanza entre las trazas (*coef. threshold* o *coef. correlación*) por el cual el horizonte puede ser propagado entre (75-99 %). Restringe el picado en caso de no satisfacer el intervalo.
- Señal del evento por el cual el horizonte será propagado (lóbulo de máxima amplitud).

La propagación basada en el modelo 3D o selección del horizonte trabaja en el cubo sísmico usando de manera eficiente las herramientas para analizar rápidamente la continuidad espacial de los eventos. Después de propagado el horizonte, se realizó un control de calidad de la superficie como resultante de la propagación, editándose el horizonte en lugares, donde producto de algún ruido o discontinuidad, se interrumpe la propagación. Además se pueden modificar los parámetros para futuras selecciones.

Siguiendo el esquema del flujo de trabajo de la figura 2 se realizó la propagación por bordes "Edge" en conjunto con la herramienta propagador pincel "Paintbrush". El primero se ejecuta cuando existe una superficie de horizonte interpretada, completando áreas no seleccionadas y de muy buena calidad promedio utilizando los mismos parámetros de correlación, y el segundo para dirigir la interpretación en áreas de mucha complejidad geológica.

Etapa 4. Cálculo de atributos geométricos de superficie

A continuación se enumeran los pasos a ejecutar con la herramienta Geomig de la aplicación ChronoVista 3.0 para la creación de los mapas de atributos geométricos.

- Seleccionar la superficie del horizonte.
- Crear los mapas de atributos buzamiento, acimut, curvatura y rugosidad. Los mapas de atributos son generados con el nombre del atributo y un sufijo que constituye los valores de factores de peso para compensar X y Y, para un bin no cuadrático de 12,5 m entre *crosslines* y 25 m por *inline*, el factor de peso para compensar X sería de 0,5 ya que para un bin cuadrático es de 1X1 (CGG, 2004).
- Parámetros de suavizamiento de los mapas. Se recomienda 3X3 para mostrar perturbaciones locales mientras que para 7X7 despliega grandes tendencias.

En el diagrama de la figura 5 se representa cómo se determinan los atributos de buzamientos y acimut. El atributo acimut es calculado tomando la orientación *inline* con respecto al norte, es en grados y la rotación es positiva en sentido de las manecillas del reloj. El atributo buzamiento es perpendicular al rumbo de la estructura y su magnitud es en grados referente a la horizontal.

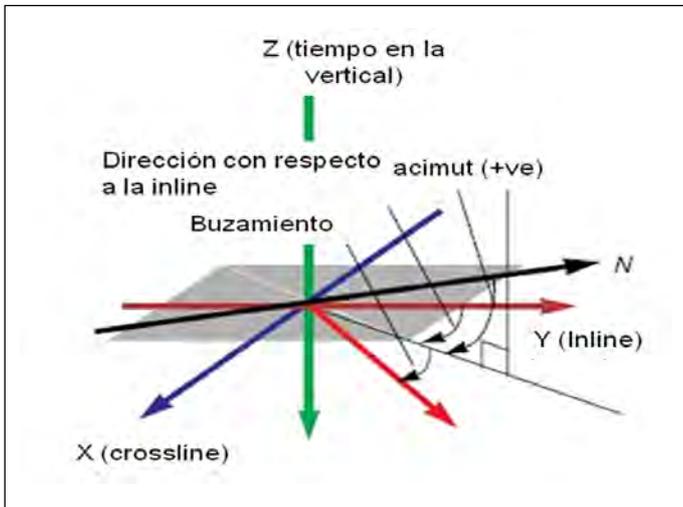


Fig. 5. Diagrama que representa cómo se determinan los atributos buzamiento y acimut con el software Geocluster 3100. [10]

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la figura 6 se muestra la distribución del porcentaje de correlación de la propagación por semillas por la superficie del tope del reservorio, correspondiendo a porcentajes de correlación entre 75 (rojos) y 100 (azules). La mayor calidad, según la leyenda, corresponde a valores entre verdes (más de 82 %) y sobre todo, azules (más de 90 %).

En la figura 7 se representa la distribución de la profundidad de la superficie del tope del reservorio principal como resultado de la propagación en 3D y en la figura 8 se muestra

la distribución de la superficie suavizada, así como la intersección con los pozos utilizados para su correlación. Los colores indican la profundidad del tope del reservorio. Nótese que la estructura asociada al tope del reservorio principal en el bloque central del yacimiento Boca de Jaruco, incluye tres altos estructurales aproximadamente entre 1 125 y 1 175 m de profundidad.

En lo adelante, sobre la base de su posición geográfica, estos altos se denominaran *alto oriental*, *alto central* y *alto occidental* (figura 7).

En la figura 9 se representa el cubo sísmico, y la superficie del tope del reservorio correlacionada con los pozos horizontales Boca de Jaruco 801, 802, 803, 804, 805, 805Re, 806, 1 000.

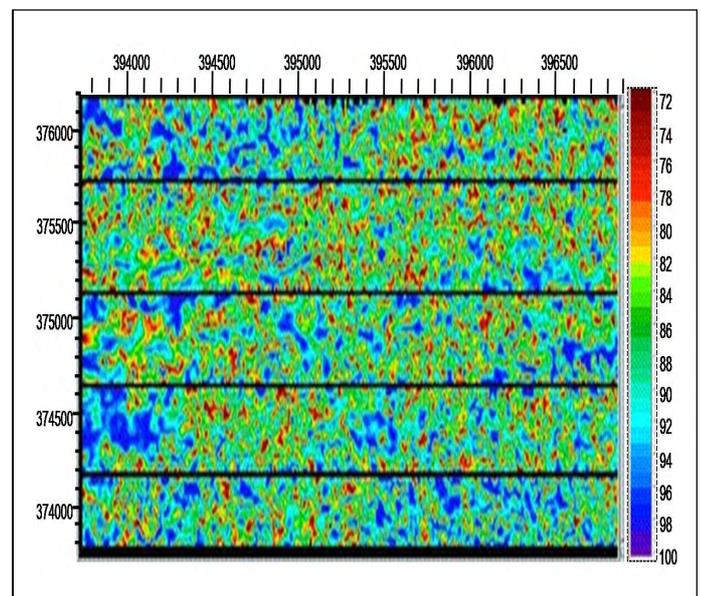


Fig. 6. Distribución del porcentaje de correlación de la propagación por semilla.

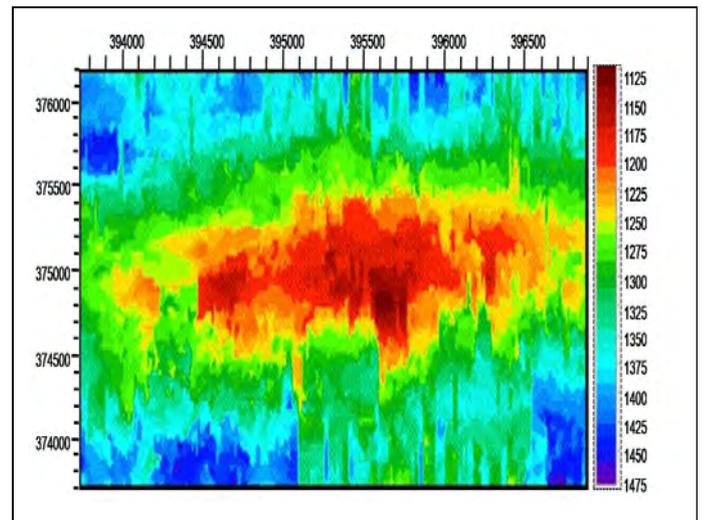


Fig. 7. Distribución de la superficie por el tope del reservorio principal (sin suavizar).

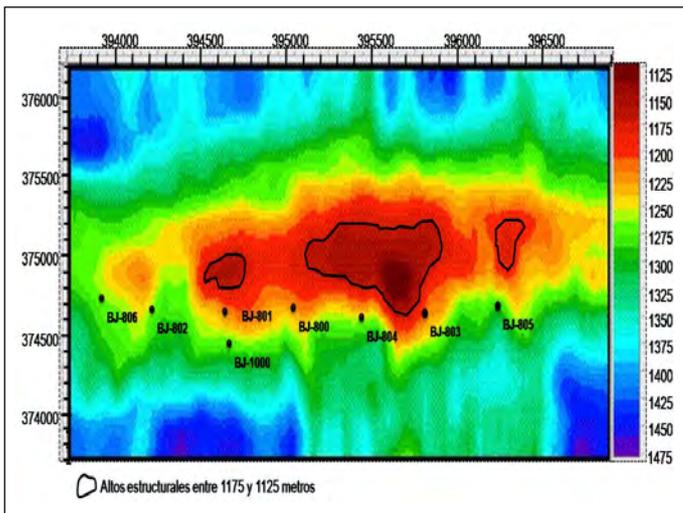


Fig. 8. Distribución de la superficie suavizada.

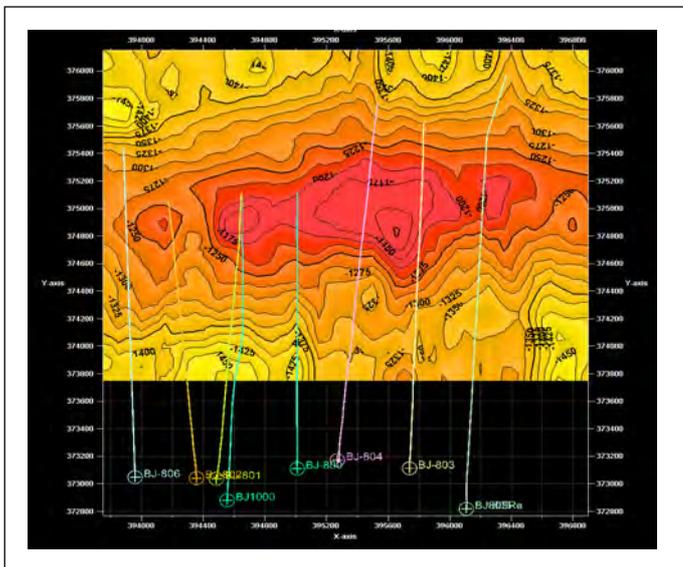


Fig. 9. Representación de la superficie del tope del reservorio correlacionado con los pozos Boca de Jaruco - 801, 802, 803, 804, 805, 805Re, 806, 1 000.

El primer mapa de atributo geométrico obtenido por la superficie correspondiente al tope del reservorio principal (figuras 7 - 9), pertenece al atributo de acimut (figura 10). Este mapa permitió la obtención de valiosa información que no era posible definirla a partir del mapa estructural (figura 8), tales como:

- Una buena diferenciación entre el flanco sur y el norte de la estructura (frente del cabalgamiento); delimitándose con precisión su cúpula (charnela del pliegue escama). Esto es muy útil para proyectar pozos exploratorios y de desarrollo al tope de la trampa.

- Definición de los límites entre pliegues escamas a partir del cambio de buzamiento de las capas del reservorio principal. El cubo 3D en estudio incluye tres pliegues escama: el central objeto de esta investigación; uno meridional, límite sur del mapa y uno septentrional en el límite norte del mapa (figura 10).

- Delimitación de los pliegues en los flancos de la estructura principal. Tanto los anticlinales como los sinclinales o zonas de canales. Esto es muy útil para establecer las rutas preferenciales de migración de petróleo.

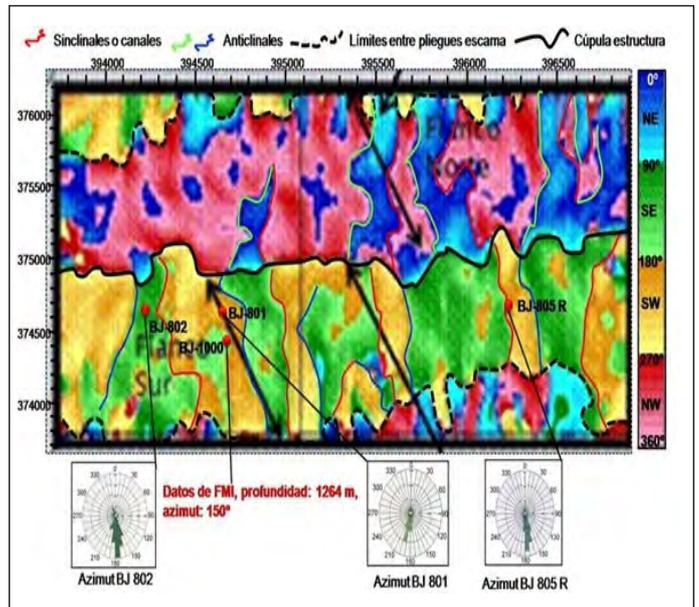


Fig. 10. Mapa de atributo geométrico por la superficie (acimut).

Este mapa fue comparado con los datos de los registros FMI (imagen de la formación del pozo) de los pozos BJ 801, 802, 805 R y 1 000. Como puede observarse en la figura 10 existe buena correlación entre los datos sísmicos y de pozos. Nótese que existe una coincidencia hasta del cuadrante y hacia donde buzaban las capas; ejemplo en el pozo BJ 801 buzaban hacia el III cuadrante SW (amarillo en el mapa), mientras en el BJ 802 buzaban hacia el II cuadrante SE (verde en el mapa). Según los informes sobre estudios de FMI en los pozos BJ 801, 802 [11] y 805 R, [12] los buzamientos de las capas son predominantes hacia el sur, con promedios de 192°, 175° y 172° respectivamente (figura 10). Además que todos los datos de los registros FMI de estos pozos indican que los mismos cortaron el flanco sur de un anticlinorio orientado E-W, el cual durante su génesis deformó fuertemente las capas hasta llegar a fracturarlas y desplazarlas produciendo microfalloamientos y posibles fallas inversas mayores que originaron la repetición de las formaciones perforadas. [11]

El segundo mapa de atributos geométricos elaborado, correspondió al de buzamiento (figura 11). El mismo indica que los valores característicos del buzamiento del tope del reservorio principal en el bloque central del yacimiento Boca de Jaruco oscilan entre 0 y 30°. A partir de este mapa se destacaron las zonas de mayor y menor pendiente (buzamiento); caracterizándose la cúpula con valores bajos y los flancos con los mayores, sobre todo en el flanco sur. Este último aspecto indica una pendiente adecuada para

una migración de petróleo desde el sur y hacia la cúpula de la estructura.

En este caso, el mapa fue comparado con los datos de los registros FMI de los pozos BJ-801, BJ-802, BJ-805R y BJ-1000. En este caso los buzamientos obtenidos por la sísmica constituyen valores regionales y dependen del cambio de impedancia acústica entre las capas en comparación con los registros FMI, siendo estos más puntuales para cada una de las capas que atraviesa el pozo. No obstante, puede observarse en la figura 10 que existe buena correlación entre los datos sísmicos y de pozos. Nótese que el pozo BJ 805 R que corta la superficie del tope del reservorio principal en una zona de altas pendientes según atributo de buzamiento presenta valores predominantes de buzamientos entre 50 y 60°; por el contrario, el pozo BJ 801 que corta a la superficie del tope del reservorio principal en una zona de menor pendiente tiene valores predominantes de buzamientos menores que 40°.

El tercer mapa de atributos geométricos obtenido, fue el de curvatura (figura 12). Mediante este atributo se pueden visualizar las áreas de mayor fracturación aparente (obtenida de la sísmica) y donde posiblemente existan fallas o canales; dado que en este reservorio predominan las rocas carbonatadas tectonizadas y muy fracturadas por lo que en la respuesta sísmica se observa baja energía de amplitud y coherencia de los reflectores sísmicos. En la figura 12 se observa que las fallas o canales determinados son perpendiculares a la estructura (trampa), por lo que constituyen vías de migración potenciales.

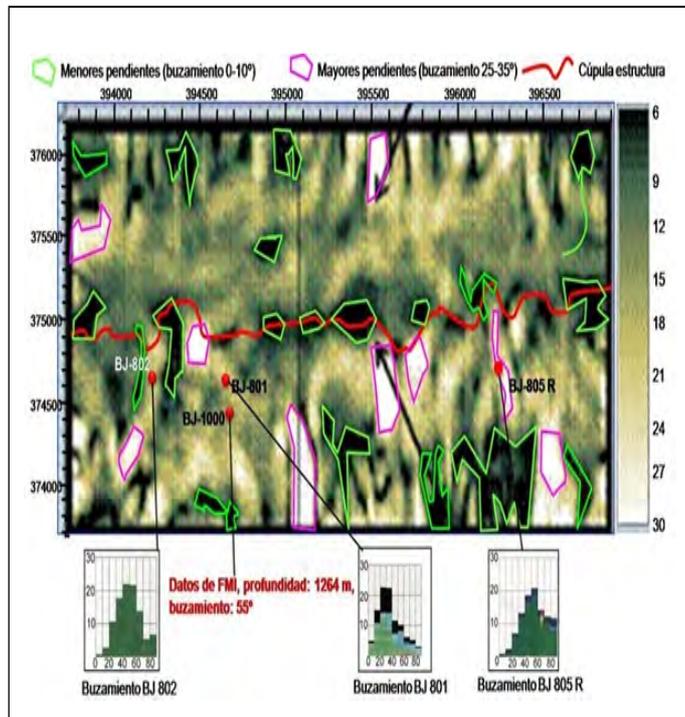


Fig. 11. Mapa del atributo geométrico por la superficie (buzamiento).

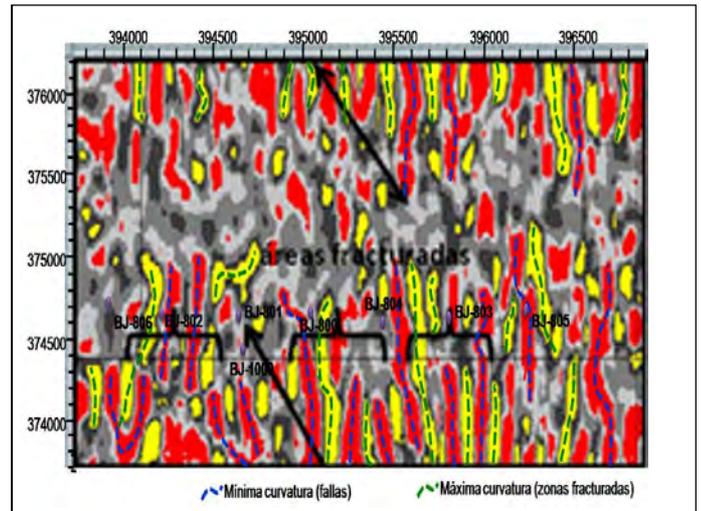


Fig. 12. Mapa de atributo geométrico por la superficie. Se muestra el atributo curvatura mínima en rojo y la máxima en amarillo.

El último mapa de atributos geométricos utilizado fue el de rugosidad (figura 13). Este atributo representa las áreas de alta y baja coherencia coincidiendo con las zonas de menor y mayor fracturación respectivamente. La interpretación de este mapa, unido al mapa de curvatura (figura 12), permitió la determinación de las fallas abiertas y anticlinales en los flancos más fracturados que pueden actuar como vías de migración desde el sur y en profundidad hasta las cúpulas de las trampas.

Si se integran las figuras anteriores (8, 10, 11, 12 y 13) se puede apreciar que la respuesta de estas técnicas de análisis de atributos sísmicos prácticamente coincide en áreas, donde la sísmica tiene menor energía de amplitud y donde hay pérdida de reflexiones debido a los cambios de impedancia por la variabilidad de las rocas carbonatadas en mayor o en menor grado de fracturación.

En la figura 14 se muestra el mapa resultante de la integración de las interpretaciones de los mapas de atributos geométricos y el mapa estructural. Al comparar la figura 14 con la 8 se observa la gran cantidad de información estructural y petrolera aportada por los atributos geométricos.

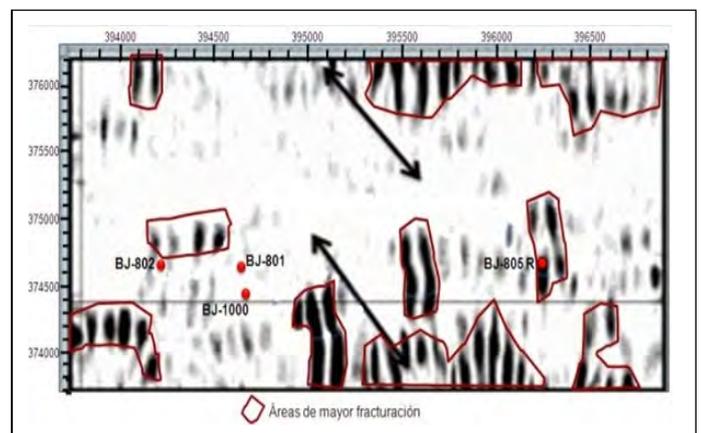


Fig. 13. Mapa de atributo geométrico de superficie. Se muestra el atributo rugosidad con baja coherencia en negro y alta coherencia en blanco.

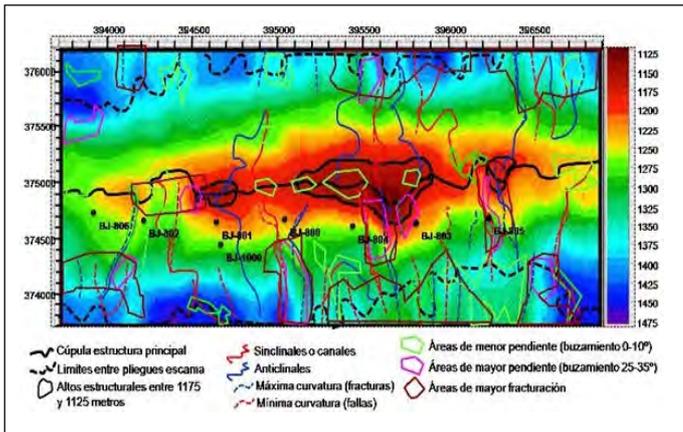


Fig.14. Mapa resultante de la integración de las interpretaciones de los mapas de atributos geométricos y el mapa estructural.

CONCLUSIONES

1. La estructura asociada al tope del reservorio principal en el bloque central del yacimiento Boca de Jaruco incluye tres altos estructurales entre 1 122 y 1 200 m de profundidad.

2. Las correlaciones positivas realizadas con los datos de los registros FMI indican la factibilidad de aplicación de los atributos geométricos en la franja norte de crudos pesados de Cuba.

3. El atributo geométrico de acimut permitió la diferenciación entre los flancos sur y norte de la estructura en estudio, delimitándose con precisión la zona de cúpula.

4. El atributo geométrico de buzamiento indica valores de inclinación de las capas entre 5 y 30°, caracterizándose la cúpula con valores bajos y los flancos con los mayores, sobre todo en el flanco sur. Este último aspecto garantiza una pendiente adecuada para una migración de petróleo desde el sur.

5. Los atributos geométricos de curvatura y de rugosidad permitieron la visualización de las áreas que tienen mayor fracturación aparente correlacionables a zonas de fallas o canales. La zona del flanco sur es la más fracturada y presenta altas pendientes; por lo tanto, las fallas y zonas de máxima curvatura (charnela de los anticlinales) deben constituir buenas vías de migración hacia las trampas.

6. Los tres altos estructurales, que conforman la estructura asociada al tope del reservorio principal en el bloque central del yacimiento Boca de Jaruco, están ubicados en zonas de alta fracturación, principalmente en la zona oriental y central, lo que garantiza la calidad del reservorio carbonatado.

7. Los altos estructurales central y oriental son los que mayor probabilidad tienen de estar más saturados de hidrocarburos por ser los más fracturados y estar cercanos a las zonas de pendientes, lo que propicia las vías de migración de petróleo y gas.

REFERENCIAS

1. **CARNEIRO, Virgilio.** "Interpretación sísmica multivolumenes en áreas geológicamente complejas, Caso El Furrial". En *Actas de XI Congreso Venezolano de Geofísica*, Caracas, Venezuela, 2002, 6pp.

2. **LÓPEZ, Sofía, et al.** "Interpretación geólogo-geofísica de la sísmica 3D en el litoral norte Habana-Matanzas". Centro de investigaciones del Petróleo, Ciudad de La Habana (Informe Interno), 2003, 40 pp.
3. **DALLEY, R. M et al.** "Dip and Azimuth Displays for 3D Seismic Interpretation". *First Break*, 1989, vol. 7, núm 3, pp.86-95.
4. **TURHAN, T; KOEHLER, F; SHERIFF, R.** "Complex Seismic Trace Analysis". *Geophysics*, 2001, vol. 44, núm. 6, pp. 1041 - 1063.
5. **PASCAL, Klein; LOIC, Richard; HUW, James.** "3D Curvature Attributes: a New Approach for Seismic Interpretation". *First Break*, 2008, vol 26, núm. 4, pp. 105-112.
6. **BAHORICH, Michael; FARMER, Steven.** "3-D Seismic Discontinuity for Faults and Stratigraphic Features: The Coherence Cube". *The Leading Edge*, 1995, vol. 14, núm. 10, pp.1053-1058.
7. **RIJKS, E.J.H et al.** "Attribute Extraction: An Important Application in Any Detailed 3-D Interpretation Study". *The Leading Edge*, 1991, vol. 10, pp.11-19.
8. **VEIGA BRAVO, Carlos, et al.** "Atributos sísmicos para la búsqueda y evaluación de las anomalías gasopetrolíferas". Tesis de Maestría, Universidad Hermanos Saíz Montes de Oca, Pinar del Río, 2008, pp.99.
9. **DOMÍNGUEZ, Helio Alberto et al.** "Caracterización sísmica de los reservorios terciarios inferior en la franja septentrional petrolera cubana". Tesis de Maestría, Universidad Hermanos Saíz Montes de Oca. Pinar del Río, 2008, pp.103.
10. **Compañía General de Geofísica (CGG).** "Manual de usuario Geomig 4.0 de la aplicación ChronoVista 3, del software Geocluster 3100", 2004. 55 pp.
11. **SCHLUMBERGER.** "Procesamiento e interpretación de imágenes FMI del pozo BJ-801 y BJ802". Centro de Investigaciones del Petróleo, Ciudad de La Habana (Informe Interno), 2000, 63 pp.
12. **SCHLUMBERGER.** "Procesamiento e interpretación de imágenes FMI del pozo BJ-805 R". Centro de Investigaciones del Petróleo, Ciudad de La Habana (Informe Interno), 2006, 45 pp.

AUTORES

Yamicela Tamayo López

Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Carlos Veiga Bravo

Ingeniero Geofísico, Máster en Geología del Petróleo, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Alberto Helio Domínguez Gómez

Ingeniero Geólogo, Máster en Geología del Petróleo, Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Geometric Seismic Attributes of Boca de Jaruco Oil Field

Abstract

This paper focuses in determining the Geometric Seismic Attributes in the central block of Mouth of Jaruco oil field to decrease the uncertainty in the structural design. The three dimensions seismic data collected and depth migration processing results were used and was defined that the surface is associated to the main reserve. A Geometric Attributes maps elaboration (Azimuth, Dip, Curvature and Roughness) work flow was developed; and was able to determine structural elements, where traditional seismic data were not always able to demonstrate a confinable image of the geological structure. This structure includes three structures between 1122 and 1200 m in depth. The Azimuth Attribute differentiates the southern flank from the northern flank; and defined accurately the top of the structure. The Dip Attribute indicates values of layers inclination between 5 and 30°, the structure top with lowers values and the flanks with higher values, mainly to the south. Curvature and Roughness attributes reveal the areas of faults or channels.

Key words: geometric seismic attributes, three dimensional seismic, azimuth, curvature, dip, roughness