

Caracterización sísmica 3D de los reservorios del Terciario Inferior en la franja septentrional petrolera cubana

Alberto Helio Domínguez Gómez

Correo electrónico: alberto@digicupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Artículo Original

Guillermo Miró Pagés

Correo electrónico: gmiro@civil.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba

Margarita Juara Zulueta

Correo electrónico: juara@digicupet.cu

Mercedes Cristina García Sánchez

Centro de Investigaciones del Petróleo, La Habana, Cuba

Resumen

Como resultado del análisis de muestras de canal obtenidas durante la perforación de los pozos horizontales en el área Canasí-Puerto Escondido en el año 2002, quedó demostrada la existencia y ubicación de sedimentos terciarios, antes datados como correspondientes al Cretácico - Jurásico. Al ser identificada esta formación, como el principal reservorio en varios yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte Cubana (Boca de Jaruco - Vía Blanca, Santa Cruz, Canasí-Puerto Escondido y Yumurí-Seboruco), se concluyeron importantes datos acerca de su origen, litofacies principales, características como reservorio, modelo petrofísico y su relación espacial con las secuencias del Grupo Veloz y de la Formación Vega Alta. En el presente trabajo se muestra cómo este reservorio pudo ser satisfactoriamente identificado en el área mediante la geofísica, principalmente con la aplicación del método sísmico; se expone además la manera en que fueron establecidos y utilizados los patrones de atributos a fin de caracterizar la imagen sísmica y delimitar las fronteras superior e inferior del reservorio referido, mediante el análisis integrado de los datos de pozos y sísmicos, tomando como patrón el yacimiento Boca de Jaruco-Vía Blanca.

Palabras claves: sísmica, reservorio, atributos

Recibido: 16 de septiembre del 2013

Aprobado: 20 de diciembre del 2013

INTRODUCCIÓN

Durante el año 2002 un colectivo de investigadores del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) describieron y dataron por muestras de canal la parte superior de las rocas del llamado Grupo Veloz referido hasta entonces al intervalo Cretácico-Jurásico como correspondientes al Terciario.

Estos sedimentos terciarios, que fueron denominados Formación Canasí, constituyen el principal reservorio de varios importantes yacimientos gasopetrolíferos de la Franja Norte de Crudos Pesados tales como: Boca de Jaruco-Vía Blanca, Santa Cruz, Puerto Escondido-Canasí y Yumurí-Seboruco.

El mencionado reservorio fue identificado en el área mediante la respuesta de los métodos geofísicos tanto de pozos como de superficie, resaltando entre estos últimos la *sísmica de reflexión*.

En el presente trabajo se establecen patrones cualitativos que permiten diferenciar la imagen sísmica del complejo litoestratigráfico objeto de estudio y delimitar sus fronteras superior e inferior, atendiendo al análisis integrado de los datos sísmicos y de pozos.

La hipótesis de partida asumida en el inicio de la investigación fue la siguiente: El complejo predominantemente carbonatado de edad terciaria correspondiente a la Formación Canasí debe presentar características diferenciadas

específicas en los datos sísmicos y geofísicos de pozos, las que de ser identificadas en áreas suficientemente estudiadas pudieran ser extrapoladas para tratar de identificar la misma en otras áreas aledañas menos investigadas.

De acuerdo con lo anterior, el trabajo realizado tuvo por objetivos los siguientes:

1. Identificar la imagen sísmica correspondiente a la Formación Canasí, estableciendo sus atributos más característicos.

2. Delimitar sus fronteras superior e inferior en una región (Boca de Jaruco-Vía Blanca hasta Yumurí-Seboruco) correspondiente a la Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP).

En la investigación realizada para validar la hipótesis de partida y alcanzar los objetivos planteados, fueron obtenidos los siguientes resultados principales:

- Identificados los patrones geofísicos que caracterizan a la Formación Canasí sobre la base del análisis integrado de datos sísmicos y de pozos
- Elaborada una tabla sobre las características típicas que identifican a la Formación Canasí en los cortes sísmicos.
- Verificada la confiabilidad del patrón establecido en el "área de aprendizaje" en otro sector de la región en el que también se cuenta con datos sísmicos y de pozos (Área de Jibacoa).

MATERIALES Y METODOS

La prospección geofísica moderna se caracteriza por la concurrencia de diversos métodos que son empleados para resolver las tareas geológicas planteadas de forma interrelacionada y en una secuencia adecuada [1]. Es decir, actualmente prevalece a escala mundial el enfoque sistémico para la obtención e interpretación de la información.

Los materiales empleados fueron:

1. Sísmica 2D y 3D migrada antes de la suma en profundidad.
2. Registros de pozos amarrados con las muestras de canal.
3. Columna generalizada de pozos en el área patrón.
4. Tabla de eventos del sistema petrolero.

En el presente trabajo, la metodología de investigación empleada incluyó los siguientes pasos:

1. Síntesis del estado del arte.
 2. Caracterización geólogo-petrolera de la región estudiada.
 3. Caracterización geofísica de la Formación Canasí y de las secuencias adyacentes sobre la base del análisis combinado de los datos:
- Sísmicos.
 - Geofísicos de pozos.
4. Establecimiento de conclusiones.

SÍNTESIS DEL ESTADO DEL ARTE

Dado que el modelo estructural correspondiente al área objeto de estudio responde a una tectónica compresiva de cinturones de cabalgamiento, en la etapa inicial de la

investigación, fueron consultadas las experiencias existentes sobre la prospección geofísica petrolera en tales ambientes geológicos, que resultan análogos al que constituye la Franja Norte de Crudos Pesados y que representan objetivos de importancia primordial en muchas regiones del mundo.

Según reporta la experiencia internacional, la aplicación del *método sísmico del punto de reflexión común* tropieza en estas áreas con diversas limitaciones que dificultan mucho la interpretación geológica de los resultados del mismo, tales como: irregularidades pronunciadas del relieve superficial, complejas estructuras del campo de velocidades, altas complejidades de las estructuras geológicas investigadas lo que da origen a efectos de dispersión e interferencias destructivas con energía proveniente de diferentes planos del espacio, existencia de capas de altas velocidades en la parte superior de los cortes constituidas por rocas tales como calizas etcétera [2].

Otro aspecto relevante lo constituye el hecho, de que en el corte geológico correspondiente a la región estudiada predominan rocas carbonatadas; lo cual motivó a investigar la respuesta geofísica típica de tales secciones.

Las rocas carbonatadas que representan aproximadamente solo el 20% del total de las rocas sedimentarias constituyentes de la corteza terrestre, entrapan más del 50% de las reservas probadas de hidrocarburos, de ahí la gran importancia que tiene su estudio [3].

CARACTERIZACIÓN GEÓLOGO-PETROLERA DE LA REGIÓN ESTUDIADA

Ubicación del área de estudio

El área de estudio se encuentra ubicada en la faja septentrional de La Habana-Matanzas en la llamada Franja Norte de Crudos Pesados (FNCP) extendiéndose su mayor parte hacia la zona marina aproximadamente paralela a la costa, desde Brisas del Mar al Oeste hasta Punta Seboruco al Este; tiene una longitud aproximada de 60 km y de Sur a Norte una extensión aproximada de 6 km con un área total de unos 360 km² [4]. Ver figura 1.

Sección geológica generalizada

La columna estratigráfica generalizada de la Franja Norte de Crudos Pesados [5] aparece representada en la figura 2.

En dicha figura se identifican las siguientes secuencias de arriba hacia abajo que caracterizan de modo general al corte geológico típico.

Primer paquete: Diferentes formaciones y grupos de edad Mioceno Superior-Eoceno Medio parte baja, compuesto por margas, calizas arcillosas, calizas organógenas, calizas dolomitizadas, arenitas y arcillas.

Segundo paquete: Grupo Mariel. Edad Eoceno Inferior con redeposición del Campaniano-Maestrichtiano, compuesto por margas fosilíferas, arenitas, arcillas, conglomerados con escasos aportes de serpentinas, caliza de diversos tipos y areniscas en matriz arcillosa.

Tercer paquete: Formación por definir. Edad Eoceno Inferior con redeposición del Campaniano- Maestrichtiano, compuesto por conglomerados con aporte de efusivos y ofiolitas (anteriormente denominado en los pozos Formación Vía Blanca) y conglomerados con aportes de serpentinas, calizas de diversos tipos y arenitas (se describe en los pozos como la parte superior de Vega Alta).

Cuarto paquete: Formación Vega Alta. Edad Eoceno Inferior, compuesto por: arcillas, pedernales y limolitas.

Quinto paquete: Formación Canasí. Edad Paleoceno Superior, compuesto por conglobrechas, grauvacas con matriz de creta, cretas y pedernales.

Sexto paquete: Grupo Veloz. Formación Cifuentes. Edad Jurásico Superior Kimmeridgiano-Thitoniano, compuesto por mudstone calcáreo, Packstone- Wackestone bio-intraclástico, Packstone/Grainstone, Rudstone intraclástico, Grainstone pelítico intraclástico, dolomitas, argilitas más o menos limosas.

Elementos del sistema petrolero

El concepto de *sistema petrolero* abarca por definición la relación genética entre rocas madre activas y las acumulaciones de petróleo y gas e incluye el estudio de los elementos y procesos tanto espaciales como temporales que son esenciales para que existan las acumulaciones de hidrocarburos.

En la región investigada, los estudios realizados [6] han identificado la existencia de roca madre en los sedimentos carbonatados algo arcillosos del Grupo Veloz relacionados con el Tithoniano y el Neocomiano; también ha sido demostrada la presencia de petróleos pesados altamente sulfurosos de la familia I [7] que estaban entrampados en reservorios de la misma edad.

Se considera que la migración ocurrió en pequeñas distancias y dentro del propio manto generador; las vías de migración son las fallas transcurrentes y las trampas están conformadas por pliegues anticlinales fallados tipo duplex; el sello corresponde a la Formación Vega Alta [8]; el timing es post Eoceno Medio.

En la figura 3 se muestra el cuadro de eventos que caracteriza al sistema petrolero Veloz-Canasí [9].

Por último, es importante recalcar que la redefinición estratigráfica realizada identificando las rocas reservorios correspondientes a la Formación Canasí como asociadas al Paleoceno Superior, tiene importancia desde el punto de vista petrolero, ya que confiere una connotación sin precedentes a escala nacional al Terciario (intervalo de gran interés en otras regiones del mundo), tradicionalmente considerado solo como sello, lo que amplía las potencialidades para la exploración de hidrocarburos en la Franja Petrolera Norte Cubana.

CARACTERIZACIÓN GEOFÍSICA DE LA FORMACIÓN CANASÍ Y SECUENCIAS ADYACENTES

• Campos potenciales

Los campos potenciales han sido muy utilizados y efectivos de forma directa o como apoyo en la localización de estructuras petroleras.

De forma general puede comentarse que los altos estructurales están asociados en esta región a distintas anomalías gravitacionales cuya identificación ha constituido históricamente un poderoso recurso que ha ayudado a la planificación de los trabajos sísmicos.

• Sísmica

En el caso de Cuba cobra una gran importancia el estudio de las respuestas sísmicas de los complejos carbonatados localizados en los principales yacimientos gasopetrolíferos.

Inicialmente se debe señalar que de modo similar a lo que ocurre internacionalmente, en Cuba, los complejos sedimentarios siliciclásticos-carbonatados-metamórficos imbricados en la complejísima tectónica compresiva propia del cinturón de cabalgamiento norte cubano provocan un cuadro ondular que resulta muy difícil de interpretar sin ambigüedades.

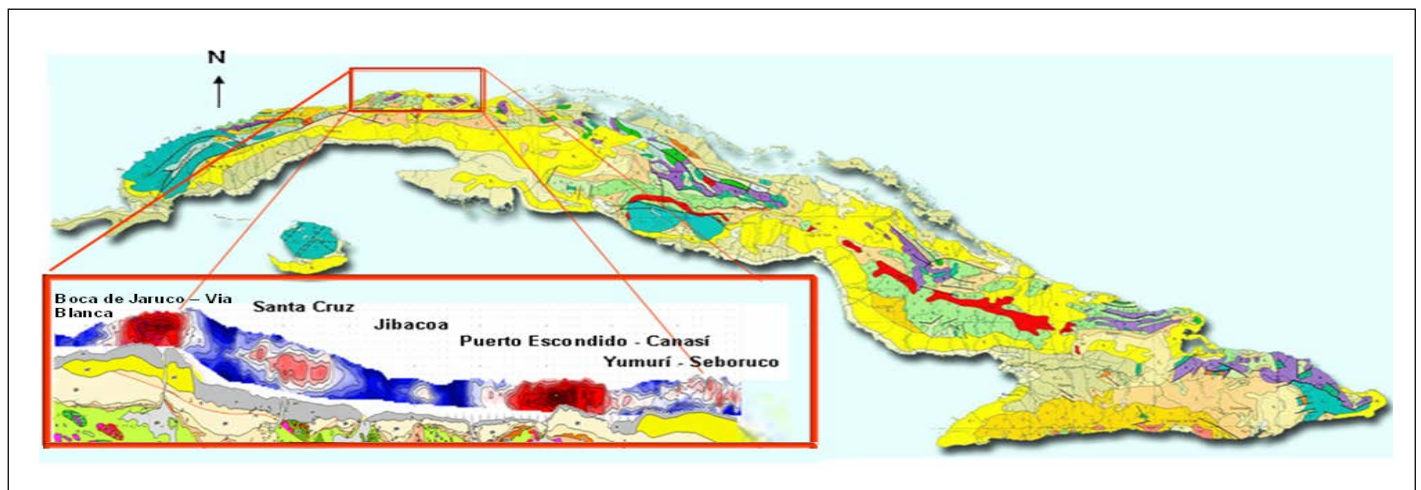


Fig.1. Ubicación del área de estudio y sus yacimientos petroleros [4]

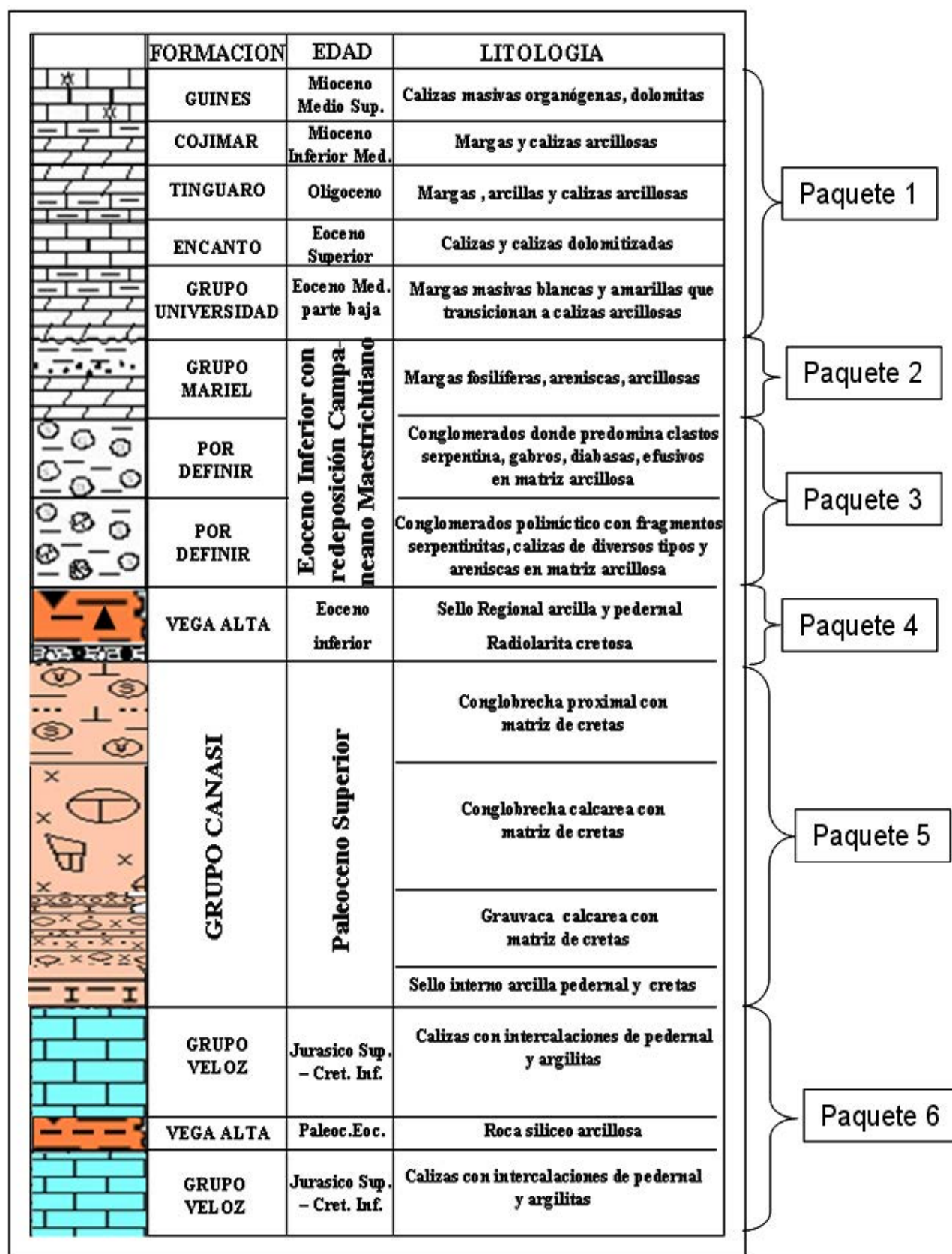


Fig.2. Columna generalizada del corte presente en los pozos horizontales de la Franja Norte de Crudos Pesados [5]

El área objeto de estudio ha sido cubierta por una densa red de líneas de prospección como se puede observar en la figura 4.

Análisis de las secciones sísmicas

En la figura 5 se aprecia una sección sísmica típica propia de la región investigada, cuyas características se describen a continuación.

• Parte superior del corte

La parte superior del corte que alcanza hasta los 1 000-1 200 m de profundidad, incluyendo al fondo marino, puede ser caracterizada por al menos tres secuencias sísmogeológicas identificadas por SS-1, SS-2 y SS-3.

Las secuencias SS-1 y SS-2 están caracterizadas por reflexiones claramente expresadas, generalmente extensas y con frecuencias entre 25-35 hz de amplitudes altas a medias. Sus fronteras límites presentan amplitudes altas con elementos sísmoestratigráficos tipo *toplap*, *onlap* y *downlap*, propios de las discordancias.

Los espesores de estas secuencias, oscilan entre 100-500 m y están asociadas, según los pozos perforados, con paquetes de rocas postorogénicas que van desde el Reciente hasta el Eoceno Medio.

Seguidamente, en algunas zonas, como el centro de la región entre Santa Cruz y Jibacoa Norte, se observa muy bien, el desarrollo de la secuencia SS-3, con reflectores caóticos de alta amplitud que se acuñan hacia Boca de Jaruco; estos se corresponden en los pozos, con la secuencia de la antes llamada Formación Vía Blanca, rica en clastos de rocas volcánicas y ofiolíticas y un conglomerado con mayor aporte de calizas y arenitas.

En general, para todo el litoral se aprecia que la imagen superior del corte sísmico, expresa muy bien las etapas acaecidas de sedimentación y los procesos que ocurrieron en el tiempo, ya sea de desprendimientos, de levantamientos, de transgresiones o regresiones.

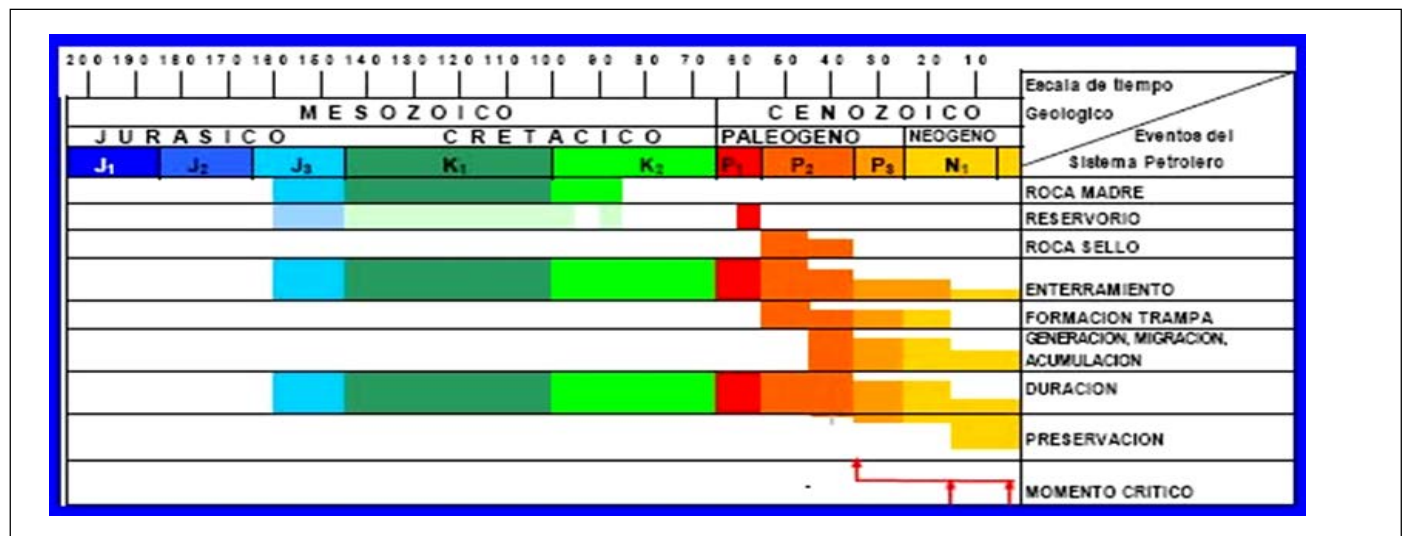


Fig. 3. Elementos del sistema petrolero Veloz-Canasí [9]

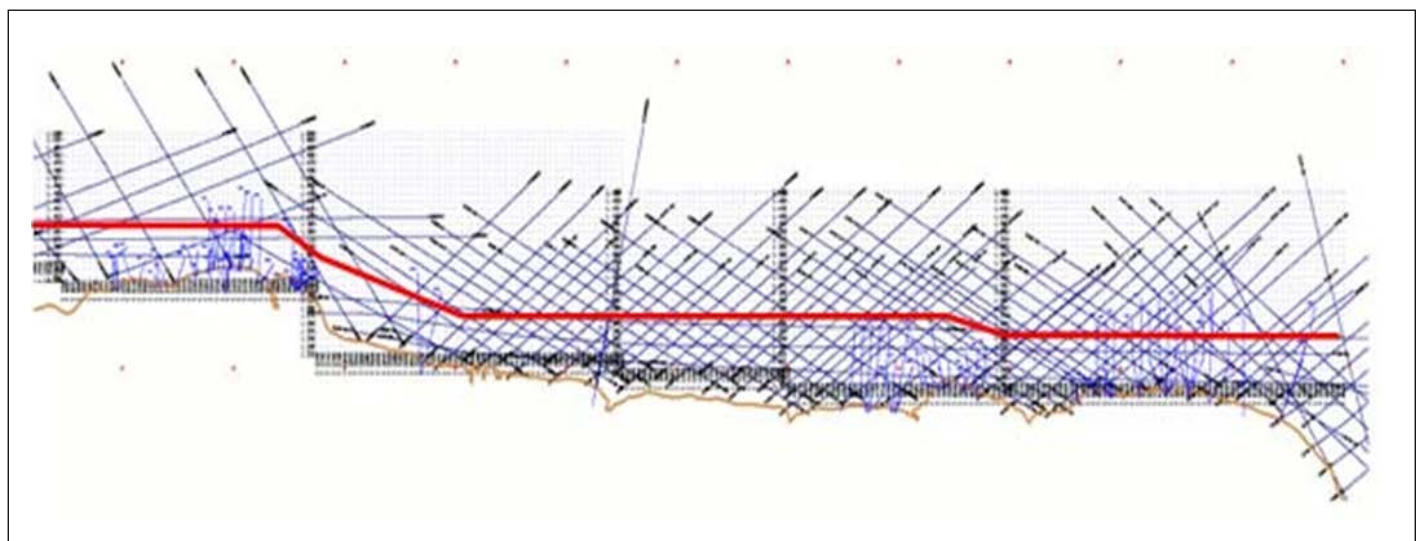


Fig. 4. Red de líneas sísmicas en la región objeto de estudio [4]

Se nota una separación muy clara en la imagen, entre la parte superior y la inferior del corte, a través de un horizonte sísmico *generalizado*, compuesto por grupos de reflexiones, continuas a intervalos, en ocasiones con formas onduladas, de altas amplitudes y bajas frecuencias, variables en su espesor, que se representan por la secuencia SS-4, la que en general se corresponde con los sedimentos sinorogénicos de Vega Alta, prácticamente en todos los pozos perforados. Esta constituye una secuencia sellante de los yacimientos en explotación, cuyas reflexiones son muy evidentes en todo el corte. Por ser el de mayor interés en el marco del presente trabajo, solo se describe con especial detalle la imagen inferior (desde SS-4 hasta SS-6).

Parte inferior del corte

La parte inferior del corte se expresa mediante un patrón de imagen variable, pudiéndose observar con cierto grado de seguridad dos secuencias identificadas como SS-5 y SS-6 asociadas a rocas reservorios [4].

Debe indicarse que el contacto entre SS-5 y las secuencias sobreyacentes puede ser identificado con relativa facilidad debido al cambio abrupto de tipo litoestratigráfico que se experimenta entre ellas.

Este cambio se expresa en las secciones sísmicas mediante una diferenciación en el patrón de la imagen al apreciarse esta en la parte sobreyacente como una secuencia muy saturada de ejes cofásicos, es decir, de fronteras sísmicas más o menos intensas, probablemente debido al efecto de la alternancia de litologías terrígenas, carbonatadas etc.; en la parte inferior, sin embargo, la imagen de SS-5 aparece menos saturada de ejes cofásicos y ocasionalmente más pobre de eventos lo que parece estar provocado por su naturaleza clástica con matriz predominantemente carbonatada (conglobrechas calcáreas) con fracturas, que con toda probabilidad propician un patrón menos estratificado y rítmico de reflexiones y ocasionalmente más transparente que el que se aprecia arriba. Este tipo de imagen que es denominada *hummocky* (rizos producidos por las olas en el fondo marino) en la sismoestratigrafía secuencial, aparece prácticamente a lo largo de todo el corte de oeste a este en sentido horizontal, con espesores aparentes mayores de 500 m. La diferencia en la composición y disposición de los reflectores es muy notable, según se observa en la figura 6.

Seguidamente, en sentido vertical, el corte se torna gradualmente más enriquecido de reflexiones, pero con formas más desorganizadas o caóticas y con amplitudes "aparentes" mayores y es precisamente esta característica la que permite asociar esta imagen con una nueva secuencia, la SS-6. Según los pozos perforados como los Vía Blanca y otros, esta secuencia puede ser asociada con el primer apilado del Grupo Veloz. Los reflectores se agrupan con las morfologías propias de los pliegues escamas de las rocas carbonatadas cuyas rampas frontales y laterales están representadas por las reflexiones fuertes (descritas más arriba) asociadas a las rocas clásticas de Vega Alta. El despegue principal del primer apilado se observa claramente en todas las líneas sísmicas, por lo que ha podido ser mapeado con seguridad en todo el volumen [4]. Estas rampas han sido de mucha utilidad, pues han permitido delimitar el cambio del rumbo de las estructuras por la dirección de las

fallas de cabalgamiento. El límite entre las secuencias SS-5 y SS-6, o sea, entre la Formación Canasí y las rocas carbonatadas del Grupo Veloz, es un horizonte sísmico "fantasma", es decir, representa un cambio de imagen y no una reflexión clara y bien expresada. Es importante notar que el cambio entre una y otra secuencia (SS-5 y SS-6) es gradual.

Como resultado de las calibraciones realizadas fue confeccionada la tabla 1 en la que se exponen las características típicas que se identifican para el cuadro sísmico registrado en esta región.

Tabla 1 Identificación del patrón de la imagen sísmica en los sitios de ubicación de los pozos más representativos, por contar con registros, cutting y núcleos			
Secuencia sismoestratigráfica	Calibración litoestratigráfica en pozos	Patrón típico de la imagen sísmica	Observaciones
SS-4	Arcillas Vega Alta BJ-3, 9, 64, 500 Núcleos, registros y cuttings 800s	Alta amplitud Baja frecuencia Reflectores con buena expresión dinámica	Reflectores ondulados y continuos por tramos, bien expresados
SS-5	Conglobrechas Canasí BJ-3, 9, 64, 500. VB - 400 Núcleos, registros y cuttings 800s	Amplitudes y frecuencias de media a bajas Reflectores caóticos	Cierta agrupación por tramos de los reflectores; prevalece la opacidad
SS-6	Carbonatos del Grupo Veloz BJ-3, 9, 64, 500. VB - 400 Núcleos, registros y cuttings 800s	En general amplitudes altas Reflectores agrupados por paquetes	Grupos con cierta orientación buzando con ángulos medios a altos

Una de las posibles explicaciones sobre la causa de que la secuencia sismogeológica SS-5 se manifieste menos saturada de ejes cofásicos con relación a las adyacentes consiste, en que adicionalmente, la misma debe presentar una menor interestratificación horizontal como fue anteriormente referido, ella está constituida por cretas fracturadas con propiedades de reservorio y por lo tanto aquí se debe producir una mayor absorción de la energía elástica.

Geofísica de pozos

El análisis de los datos de pozos [10] se basó en las siguientes fuentes:

- Información detallada de los núcleos (tanto en litología, edad, petrofísica) abundantes en los pozos verticales y complementada con las muestras de canal.
- Caracterización de las electrofacies, a partir de un complejo de datos derivados de registros de resistividad (R), en sus variantes de sondas gradiente y potencial; registros de potencial espontáneo (SP); registros radioactivos de gamma natural (SGR) para la diferenciación litológica y neutrón gamma (NG) como método de porosidad y registro Cáliper (CAL) para conocer el estado del diámetro de pozo.
- Fueron también estudiados minuciosamente numerosos informes de pozos existentes en los archivos del CEINPET y las EPEP.

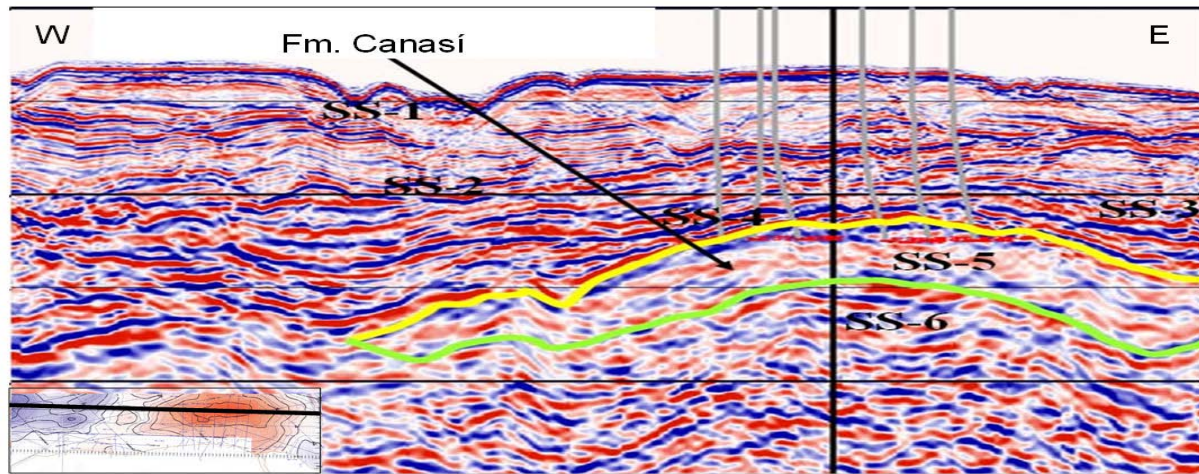


Fig.5. Sección sísmica (O-E) obtenida en Boca de Jaruco donde se identifica el reservorio correspondiente a la Formación Canasí (SS-5). En amarillo el tope y en verde, la base [4]

Como resultado de este análisis se arribó a las siguientes conclusiones:

Desde el punto de vista petrofísico, las rocas del Terciario presentan mejores propiedades, tanto en porosidad como en permeabilidad con respecto a las del Grupo Veloz. Esto se evidencia numéricamente, ya que en las rocas del Terciario los valores de porosidad total son mayores del 12 %, mientras que en las de Veloz estos son mucho menores del 10 %. Además, a las rocas del Terciario se asocian las mayores producciones de hidrocarburos.

De este modo, puede apreciarse que al igual que la sísmica, la geofísica de pozos permite identificar a la formación objeto de estudio en los cortes de pozos. Es indudable, que precisamente las mismas variaciones que resaltan a la Formación Canasí en los datos geofísicos de pozos, son las que inciden en la existencia de contrastes de las impedancias acústicas entre esta capa y las sobreyacentes, dando lugar a los coeficientes de reflexión que posibilitan su identificación en los cortes sísmicos, como fue referido anteriormente.

Por último, en el marco de esta investigación, fue utilizado el software VoxelGeo para lograr una mayor visualización y correlación de los horizontes en el procesamiento de los cubos de sísmica 3D en profundidad (figura 6).

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

A fin de verificar la confiabilidad para el pronóstico del patrón establecido en las áreas de aprendizaje, se procedió a analizar las características de la imagen sísmica en otros sitios de la región investigada donde fueron perforados otros pozos profundos de exploración, cuyos datos no hubieran sido utilizados en el establecimiento de éste. Los resultados de este análisis aparecen expuestos en la tabla 2.

Como resultado del análisis de la tabla 2, puede concluirse que los patrones identificados en la imagen sísmica, efectivamente, resultan confiables para la delimitación en esta del reservorio asociado a la Formación Canasí.

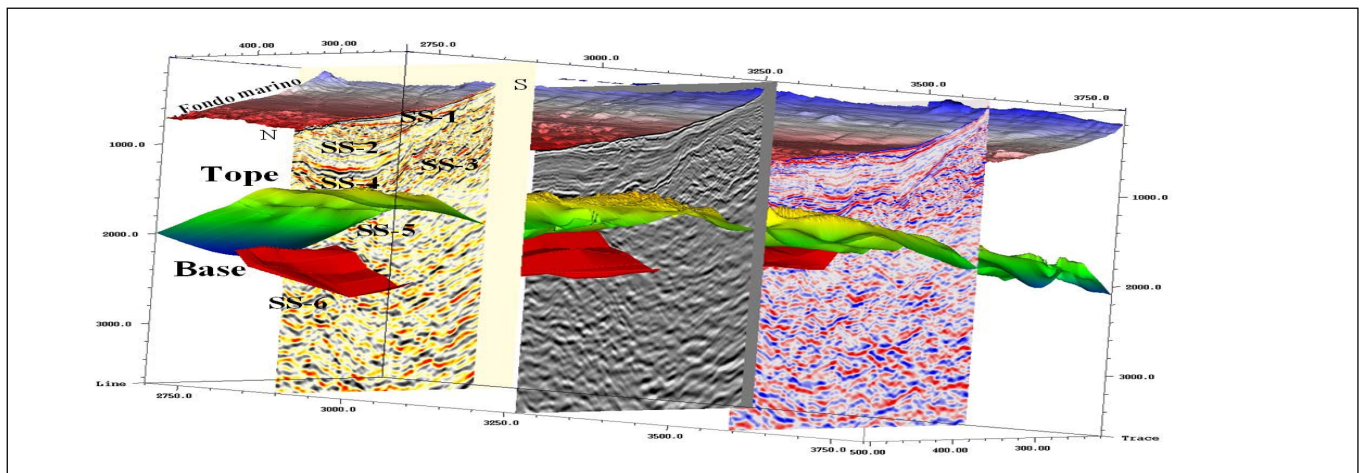





Fig. 6. Tope y base de la Formación Canasí visualizados con el apoyo del software Voxelgeo [4]

Tabla 2
Resultados de la verificación de los patrones establecidos en los pozos Jibacoa 100 y Jibacoa 1X

Secuencia sismoestratigráfica	Calibración litoestratigráfica en pozos	Patrón típico de la imagen sísmica
SS-4 	Arcillas Vega Alta Jb-1X, Jb-100 registros geofísicos y cuttings de los pozos	Alta amplitud Baja frecuencia Reflectores con buena expresión dinámica
SS-5 	Conglobrechas Canasí Jb-100	Amplitudes y frecuencias de media con cierta opacidad
SS-6 	Carbonatos del Grupo Veloze Jb-100	En general amplitudes altas Pequeños paquetes agrupados formando pliegues

CONCLUSIONES

Fue identificada la imagen sísmica correspondiente a la Formación Canasí, que constituye un importante reservorio y delimitadas las fronteras superior e inferior de la misma.

En la imagen sísmica característica de la FNCP, se aprecian 6 sismosecuencias (SS-1 hasta SS-6) entre las cuales, la numerada como 5 identifica a la Formación Canasí.

El complejo litoestratigráfico correspondiente a la Formación Canasí, presenta características petrofísicas que posibilitan su identificación en los datos sísmicos y geofísicos de pozos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la dirección del CEINPET por su valioso apoyo y estímulo para la publicación de este trabajo, en particular al doctor Rolando García Sánchez.

REFERENCIAS

1. MIRÓ, G. "Papel actual del método sísmico en la exploración de hidrocarburos gaseosos". XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012. ISBN-978-959-247-094-1.
2. SHERIFF, Robert E.; GELDART, L. P. *Exploration Seismology*. Cambridge, United States: Cambridge University Press, Second Edition, 1995, 566 pp. ISBN 0-521-46282-7.
3. ÁLVAREZ, R. "Caracterización de los reservorios de la Franja Norte de Crudos Pesados: indicadores comunes que facilitan su evaluación y desarrollo". XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012. ISBN-978-959-247-094-1.
4. DOMÍNGUEZ, A. H., et al. "Aplicación de la sísmica 3D en depósitos someros de petróleo extrapesados de la Franja Septentrional Petrolera Cubana". XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012, ISBN-978-959-247-094-1.
5. HERNÁNDEZ, J.; FERNÁNDEZ, J. "Nueva unidad litoestratigráfica del Terciario (costa afuera), en el área de Canasí de la Franja Norte de Crudos Pesados de la República de Cuba". II Jornada Científica y de Calidad del CEINPET, 2003, ISBN-959-234-039-0.

6. LÓPEZ, J. G. et al. "Geología y potencial de hidrocarburos de La República de Cuba". CUPET & SPT IV Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba, 2011. ISBN 978-959-7117-30-8.
7. LÓPEZ, J. O., et al. "Determinación genética de los petróleos cubanos recientemente estudiados en PDVSA - INTVEP". II Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba, 2007. ISBN-978-959-7117-16-2.
8. REYES, O. et al. "Relación entre la porosidad y permeabilidad en los reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados". XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012. ISBN-978-959-247-094-1.
9. LÓPEZ, J. G. "Sistema petrolero en la Franja Norte de Crudos Pesados en Cuba". II Convención de Ciencias de la Tierra, La Habana, Cuba, 2007. ISBN-978-959-7117-16-2.
10. VALLADARES, S. et al. "Reservorios gasopetrolíferos fracturados de Cuba. Caso de estudio: Reservorios carbonatados en la Franja Norte de Crudos Pesados". XXXIII Convención Panamericana de Ingenierías, La Habana, Cuba, 2012. ISBN-978-959-247-094-1.

AUTORES

Alberto Helio Domínguez Gómez

Ingeniero Geólogo, Máster en Geología, Especialista I, Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), La Habana, Cuba

Guillermo Miró Pagés

Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Profesor Titular y Consultante, Facultad de Ingeniería Civil, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Miembro de la Sociedad Cubana de Geología y de la Sociedad de Geofísica del Brasil

Margarita Juara Zulueta

Ingeniera Geofísica, Especialista I, CEINPET, La Habana, Cuba

Mercedes Cristina García Sánchez

Ingeniera Geofísica, CEINPET, La Habana, Cuba

Seismic Characterization of the Inferior Terciary Reservoirs in the Cuban Northern Petroleum Belt

Abstract

From the results obtained by cutting analysis during the perforation of the horizontal wells in the Canasí - Puerto Escondido area in the year 2002, have been described and dated the reservoir rocks previously dated Cretaceous - Jurassic with Tertiary age (Canasi Formation). This reservoir constitutes the main reservoir in several locations petroleum of the Cuban North Fringe (Boca de Jaruco - Via Blanca, Santa Cruz, Canasí -Puerto Escondido and Yumurí - Seboruco). In the course of that have been work obtained important results about the origin of these reservoirs, main lightfaces and their nomenclature and identification, their characteristics, petrophysic model, and their spatial relation with the sequences of the Veloz Group and the Vega Alta Formation. Presently work is shown as this reservoir could be satisfactorily identified in the area by means of the geophysics, mainly the seismic method. Moreover , it is exposed like they were established and used the patterns of attributes in order to characterize the seismic image and to define the superior and inferior boundaries of the reservoir referred by means of the integrated analysis of the data of wells and seismic, taking as pattern the Boca de Jaruco - Via Blanca location.

Key words: seismic, reservoir attributes