

Descubrimiento del Campo Perla: Un Nuevo Campo Gigante en El Mar Caribe

Laszlo Benkovics, Verónica Castillo, Julio Colmenares, Albert Asensio, Mateu Esteban, Carlos Cobos, (Repsol)
Vincenzo Barletta, Cristina Simon (eni), Karnele León (PDVSA-CVP)

Resumen

El campo Perla se encuentra localizado en el Golfo de Venezuela, al occidente de la Península de Paraguaná a una profundidad de 60 m de agua. El yacimiento se sitúa en un área de interacción entre las Placas Caribe y Suramericana, las cuales generan un escenario geológico único y complejo. Los análisis preliminares de sísmica 2D mostraron un alto importante de ~100 km² que motivó al consorcio Repsol-eni a ofertar por el área Cardón IV, durante la Ronda Licitatoria de Gas “Rafael Urdaneta”. Tras la adjudicación del Bloque, se adquirieron más de 700 km² de sísmica 3D que reconfirmaron dos posibles zonas de interés, se caracterizó la primera como Carbonato Superior y la segunda como Carbonato Inferior. El Carbonato Superior cambiaba lateralmente a una unidad más siliciclástica y el Carbonato Inferior se identificó como una construcción carbonática (*buildup*), sin reflectores internos y con un “dim-spot” claro en el tope de la estructura, con más espesor y potencial. Los cálculos originales estimaron entre 2-6 TCF con un riesgo asociado principalmente al reservorio. El primer pozo exploratorio se perforó a mediados de 2009 (Perla-1X) y probó el Carbonato Inferior de edad Mioceno Inferior como gasífero con un espesor mayor de 240 m. Los estudios detallados identificaron un banco de algas rojas con macroforaminíferos asociados, desarrollado en una rampa distalmente acentuada. Posteriormente, se identificó que la estructuración original del basamento definió los ambientes deposicionales. Los siguientes 4 pozos perforados confirmaron el descubrimiento como el mayor campo de gas de Latinoamérica.

Introducción

El Campo de Gas Perla está localizado en aguas someras de la parte este del Golfo de Venezuela, a unos 30 km al oeste de La Península de Paraguaná, en aguas de aproximadamente 60 m de profundidad en la cercanía del centro de Refinación de Paraguaná (Fig. 1).

Este campo de gas fue descubierto en el segundo cuarto del año 2009 por el operador Cardón IV, que es un consorcio formado por Repsol y eni con 50% de interés cada uno durante la fase de exploración. Una vez declarado el descubrimiento, PDVSA ingresa con 35% de participación en el bloque.

Esta área fue otorgada a principios de 2006 como resultado de la Ronda Licitatoria de Gas no Asociado, en el Golfo de Venezuela, en el año 2005, conocida como “Proyecto de Gas Rafael Urdaneta”. Hasta el 2005 la costa afuera del Golfo de Venezuela constituía un área virtualmente carente de actividad exploratoria significativa, sólo con escasas líneas sísmicas 2D adquiridas durante los años 70s, 80s y 90s y un único pozo perforado (Lamparosa-1X) con menores evidencias de hidrocarburos.

Discusión

La costa afuera del Golfo de Venezuela es una provincia geológica localizada en la interacción de la Placa Caribe y la Placa Suramericana (Fig. 2) y tiene una historia geodinámica compleja que jugó un papel fundamental en la distribución final de los diferentes dominios de hidrocarburo. En general, se pueden definir tres eventos geodinámicos principales, que contribuyeron a la definición de los dominios geológicos presentes hoy día: 1) Extensión durante el Cretácico Tardío – Eoceno Medio; 2) compresión durante el Eoceno Medio – Tardío, y 3) movimientos transcurrentes dextrales Oligoceno Reciente (Macellari, 1995; James, 2000; Lugo, 2003; Gorney et al, 2007; Escalona & Mann, 2011). Los movimientos neotectónicos más recientes a lo largo del Norte de Venezuela, se encuentran representados por fallas transcurrentes que se extienden hasta la superficie del fondo marino y están enraizadas en el basamento. Inicialmente se consideró que estas fallas representaban un riesgo importante para la integridad de la trampa (Fig.3).

En el límite Paleógeno-Neógeno, la presencia de un relieve estructural profundamente enraizado también en el basamento generó las condiciones favorables para el desarrollo de sistemas deposicionales carbonáticos de aguas poco profundas, con propiedades de reservorio primario de promisoría calidad. Inicialmente hubo dos objetivos de exploración: un nivel carbonático más joven y relativamente delgado (objetivo exploratorio secundario), y un crecimiento carbonático complejo más antiguo y de mayor volumen (objetivo exploratorio primario) (Fig.3).

La subsidencia activa durante el Neógeno, representado por una sedimentación de más de 4 km de espesor, y algunos alineamientos mayores de carácter regional, facilitaron la generación, expulsión y migración de hidrocarburos en el área

del Surco de Urumaco y se definió como la “cocina” principal de hidrocarburos del Este de Golfo de Venezuela. La potencial roca madre se interpretó de edad Oligoceno-Mioceno Inferior y es bien conocida en la cuenca de Falcón (por ejemplo Boesi & Goddard, 1991; Montero et al, 2010) donde existen varios yacimientos, al igual que numerosos menes.

Con base en la información sísmica 2D existente, se identificó una estructura de aproximadamente 100 km², en el área occidental del bloque. La geometría sísmica externa, la espesa sucesión sedimentaria, la relación de terminaciones sísmicas y el poco contraste de impedancia acústica interna, combinados con los datos de campo y la comparación con analogías regionales (por ejemplo el campo Ballena en Colombia), indicaban la posible presencia de una plataforma carbonática aislada. En ese momento el GOIP fue estimado en un rango de 2 a 6 Tcfg.

Luego de otorgada la licencia del Bloque Cardón IV, se adquirieron 700 km² de datos sísmicos 3D, localizados teniendo como objetivo la estructura previamente interpretada con los datos sísmicos 2D en el área occidental del Bloque. Con estos datos, se pudo interpretar un carbonato potente desarrollado por encima de un alto de basamento con un cierre estructural en 4 dimensiones, el cual corroboró el modelo depositacional original propuesto. De igual modo, se pudieron interpretar detalles dentro de la geometría interna y externa de la plataforma carbonática en cuestión y se lograron identificar varias facies internas dentro del carbonato. El espesor de este banco carbonático parecía disminuir en espesor desde la cresta hacia los flancos de la estructura, y aunque pareciera que el control estructural es fuerte, se observa que la componente estratigráfica es importante para la geometría de la trampa (Fig.3). Adicionalmente, con base en los nuevos datos sísmicos 3D, se definió claramente que el carbonato superior o anomalía superior que representaba el objetivo secundario cambiaba lateralmente a una unidad siliciclástica progadante y su extensión está limitada sólo a la parte oeste de la estructura en 4 dimensiones (Fig.3). Por otro lado, en la cresta de la estructura se interpretó un indicador de hidrocarburo directo “dim spot” que se corroboró posteriormente con la perforación del primer pozo exploratorio. Con base en los modelos de física de rocas, la respuesta sísmica “dim spot” fue asociada a la porosidad y/o hidrocarburo (Fig. 3).

Resultados

El primer pozo exploratorio, Perla-1X, fue localizado en el área sobre el alto principal y penetró exitosamente alrededor de 240 m de reservorio, predominantemente de calizas floatstone y rudstone de algas rojas y macroforaminíferos en matriz de packstones, mal clasificados y pobres en fango de

edad Mioceno temprano depositadas sobre el alto del basamento. Se corroboró el modelo original y se pudo avanzar hacia un modelo estratigráfico-secuencial del carbonato más complejo donde se pudo separar al menos 3 unidades principales donde el control estructural es fuerte y aparentemente controla la deposición de las facies carbonáticas (Fig.4). El modelo depositacional básico es una rampa distalmente acentuada con factoría de algas rojas y macroforaminíferos en la rampa media y su transición a la rampa externa. El apilamiento secuencial de esta unidad básica incluye ciclos retrogradantes y progadantes en diferentes órdenes de magnitud y una tendencia general a la profundización hacia arriba.

Carbonatos parecidos a los encontrados en el campo Perla (exclusivamente algas rojas y macroforaminíferos) se conocen en pequeños afloramientos miocenos de la parte alta de las unidades correlativas en San Luis y Churuguara de la cuenca de Falcón, en el NO de Venezuela (Wheeler, 1963; Díaz de Gamero, 1977, 1989; Stratigraphic Lexicon of Venezuela), pero cabe destacar que son muy diferentes a los carbonatos infrayacentes con abundantes corales arrecifales aflorantes en la zona (Johnson et al., 2009). Los carbonatos del campo Perla son rampas de tipo rodalgal (sensu Carannante et al., 1988) con macroforaminíferos, que no deben asimilarse a arrecifes de coral. Estas rampas de algas rojas, típicamente oligofóticas y distalmente acentuadas, alcanzaron gran desarrollo mundial durante el Mioceno Inferior-Medio de zonas templadas y tropicales. Estas rampas rodalgales se han estudiado con gran detalle en los afloramientos de las cuencas mediterráneas (Franseen et al., 1996; Esteban 1996; Brandano et al., 2005). No se conocen desarrollos parecidos a Perla en los ambientes de depósito de los mares actuales; ello se debe probablemente a la combinación de factores evolutivos y globales (temperatura, nutrientes).

Adicionalmente, el pozo Perla-1X corroboró que el carbonato superior es una progadación donde el carbonato está también constituido por rampas de algas rojas y se encuentra intercalado con sedimentos siliciclásticos finos. Esta progadación lateralmente pierde la influencia carbonática y se convierte en una intercalación de lutitas con limolitas. Este carbonato, aunque tiene buenas características de reservorio, carece de evidencias de hidrocarburo.

La rápida y eficiente integración de todos los datos geológicos y de reservorio obtenidos durante la perforación del pozo de descubrimiento, unido al análisis avanzado de los datos sísmicos 3D, permitió definir rápidamente el programa de evaluación del campo.

Los volúmenes sísmicos fueron inicialmente mejorados en términos de imagen y balanceados espectralmente para elevar su resolución a niveles más óptimos. Subsecuentemente, se calcularon atributos estructurales de continuidad max. y min. curvatura, cálculo de AVO (incluyendo Gradiente) lo cual dio un completo soporte a la fase detallada de interpretación sísmica de horizontes. Además de los atributos convencionales se generó desde el principio un cubo del volumen de descomposiciones espectrales (Fig. 5), donde se pudo identificar a los principales cuerpos carbonáticos. La generación de atributos de volumen, y el uso cuantitativo de datos sísmicos, requirió un estricto control de amplitud confiable y evaluación desde el comienzo del proyecto. Posteriormente, la estimación de recursos, asociada a la presencia y extensión lateral del “dim spot” post-perforación fue alrededor de 8 Tcfg.

Usando diferentes enfoques supervisados y no supervisados basados en la geometría y la expresión del carácter sísmico de los datos, se identificaron diversas facies cualitativas y éstas fueron interpretadas en base al modelo estratigráfico-secuencial (Fig.4) de acuerdo a datos de pozo y por comparación análoga con afloramientos en superficie.

La inversión sísmica acústica bastante temprana, calculada justo después del primer pozo, permitió calibrar la sísmica con la porosidad efectiva para generar el Cubo de Porosidad Sísmica 3D que fue de gran utilidad para definir la ubicación de los pozos posteriores.

Por último se generó un modelo estático de campo a partir del flujo de trabajo (distribución PHIE, SW y K) de simulación de reservorio estático. Este flujo de trabajo fue uno de los principales puntos para asegurar el éxito de la campaña exploratoria y de evaluación del campo. Con base a estudios de G&G y resultados de modelamiento de reservorio, se perforaron tres pozos de desarrollo en menos de un año. Estos pozos corroboraron el modelo estratigráfico-secuencial original, aunque naturalmente agregó más complejidad. La columna de hidrocarburos probada se incrementó a más de 350 m, con una continuidad hidráulica horizontal y vertical

dentro del reservorio establecida y un GOIP estimado que excede los 16 Tcfg o 2.9 BBOE.

Adicionalmente, se tomaron 573 m de núcleos de fondo en toda la sección del yacimiento, destacando que todos los pozos alcanzaron el basamento. Para refinar el modelo geológico se adquirió un set de registros eléctricos después de cada pozo exploratorio y de esa manera también mejorar el conocimiento de los controles depositacionales y diagenéticos en las facies de reservorio (cementación vs disolución), su calidad y distribución.

Los efectos de la diagénesis son verticalmente selectivos, y rigen la producción del reservorio último; esto es excelente en la mayoría de las secciones tomadas en todos los pozos, dando así un extremado alto rendimiento en la producción (hasta 70MMscf/d) de este almacén carbonático de calidad-mundial, confirmando así la naturaleza de yacimiento gigante del Campo Perla. El éxito y rapidez de la campaña exploratoria, llevada a cabo en menos de 20 meses, confirmó la calidad y fortaleza de la propuesta multidisciplinaria e integrada utilizada para evaluar el descubrimiento.

El plan de desarrollo del campo involucrara el uso de una plataforma central, de 4 apoyos, posicionada en la localización del pozo Perla 1X, con tres satélites (trípodes) ubicados en lugares claves. Se estima que el “primer gas” producido deberá subir a superficie para el último trimestre de 2013, apenas cuatro años después del pozo descubridor.

Agradecimientos

Los autores agradecen al consorcio Cardón IV, eni E&P, Repsol E&P y MPPEP por permitir esta publicación, de igual manera a muchos colegas/especialistas en nuestras compañías que dieron su apoyo para que el proyecto fuera un éxito y demostrar una vez más que la exploración en cuencas poco conocidas puede traer resultados no esperados.

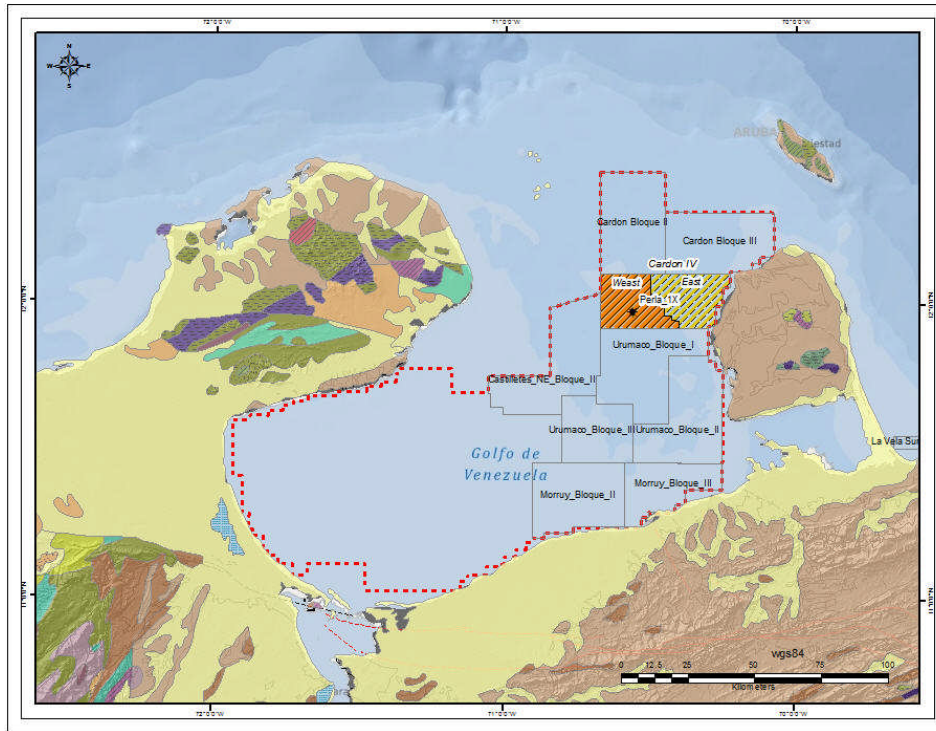


Figura 1. Ubicación del Bloque Cardón IV y los dominios adyacentes en el Golfo de Venezuela.

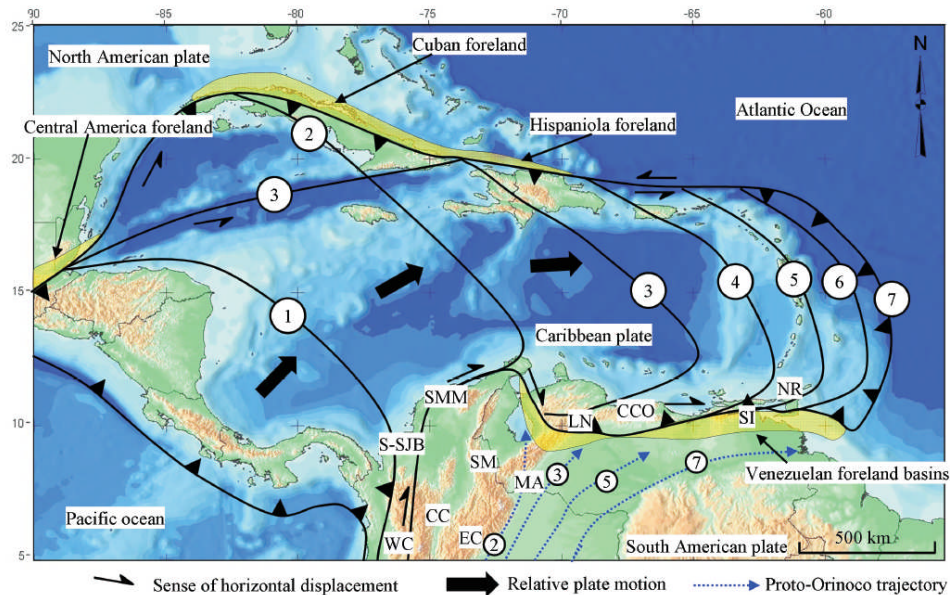


Figura 2. Evolución de la Placa Caribe desde el Cretácico Superior (1) hasta el Reciente (7) (Escalona & Mann 2011)

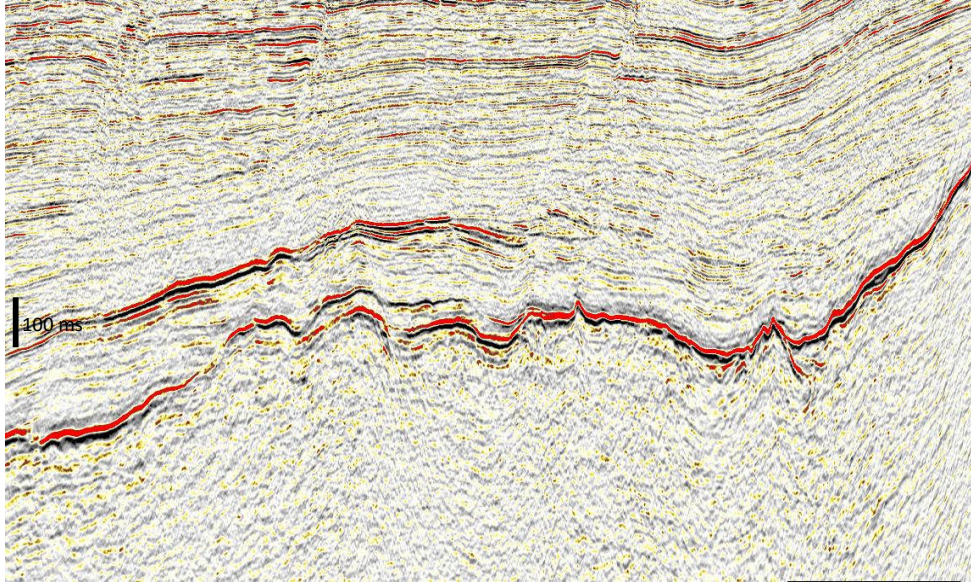


Figura 3. Línea sísmica 3D representativa del banco carbonático del campo Perla en dirección NO-SE. Se observa claramente la disminución de espesor del carbonato inferior hacia los flancos del paleoalto y el cambio lateral del carbonato superior.

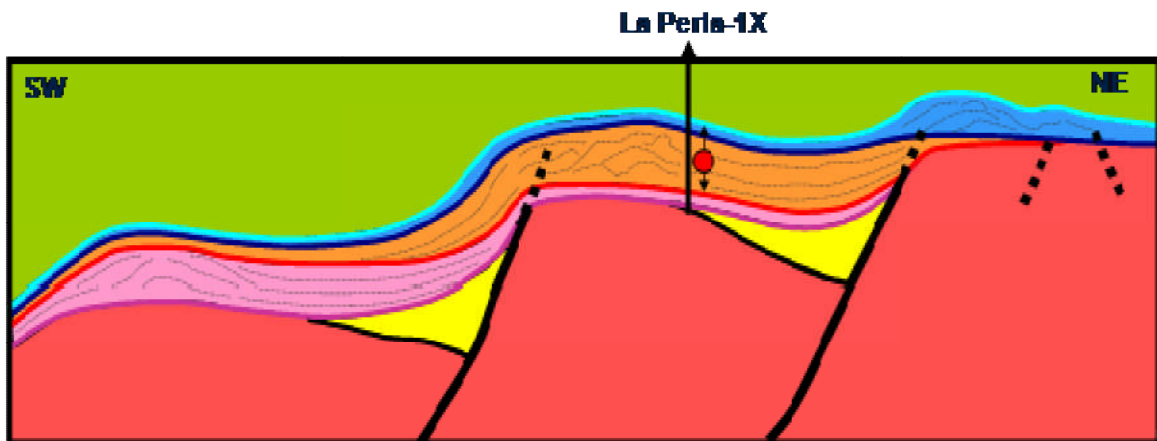


Figura 4. Modelo Conceptual estratigráfico-secuencial del sistema deposicional del carbonato inferior con las fallas predeposicionales.

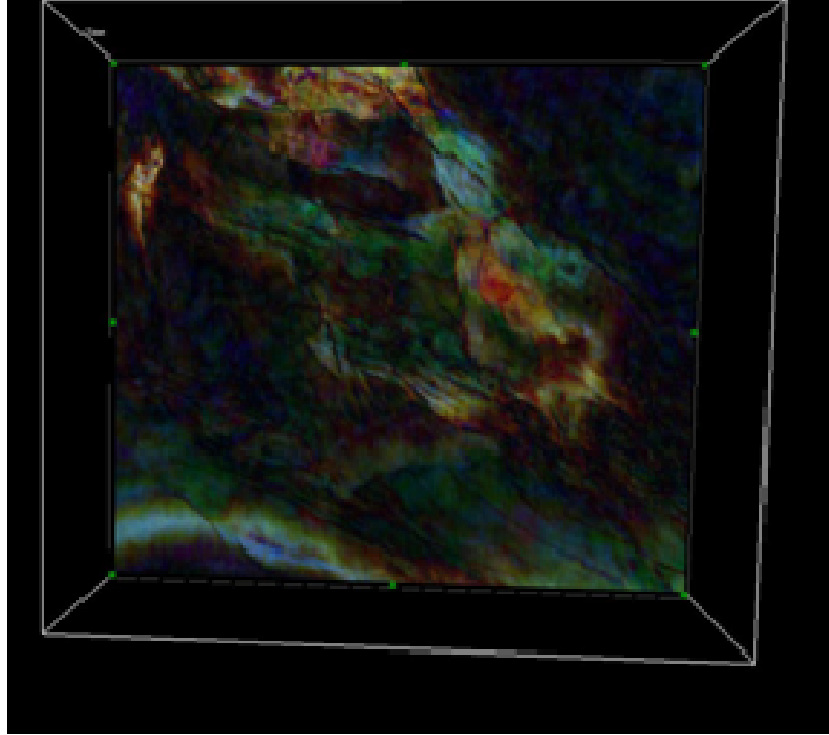


Figura 5. Imagen del volumen RGB Blended (10, 17 & 45 Hz) indicando las fallas principales y las diferentes facies carbonáticas.

Referencias

- Boesi, T. and Goddard, D. [1991] A new geology model related to the distribution of hydrocarbon source rocks in the Falcon Basin, Northwestern Venezuela, *AAPG Memoirs* **52**, p. 303–319
- Brandano, M., Vannucci, G., Pomar, L. and Obrador, A. [2005] Rhodolith assemblages from the lower Tortonian carbonate ramp of Menorca (Spain): environmental and paleoclimatic implication, *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology* **226**, p. 307-323.
- Carannante, G., Esteban, M., Milliman, J.D. and Simone, L. [1988] Carbonate lithofacies as paleolatitude indicators: problems and limitations, *Sedimentary Geology* **60**, p. 333-34
- Díaz de Gamero, M.L., [1977] Estratigrafía y micropaleontología del Oligoceno y Mioceno inferior del centro de la Cuenca de Falcón, Venezuela, *GEOS*, **22**, p.2–50.
- Díaz de Gamero, M.L. [1989] El Mioceno temprano y medio de Falcón septentrional, *GEOS*, **29**, p. 25–35.
- Escalona, A. and Mann, P. [2011] Tectonics, basin subsidence mechanisms, and paleogeography of the Caribbean-South American plate boundary zone, *Marine and Petroleum Geology*, **28**, p. 8–39
- Esteban, M. [1996] An overview of Miocene reefs from Mediterranean areas: General trends and facies models, in *Franseen, E.K., et al., eds., Models for carbonate stratigraphy from Miocene reef complexes of Mediterranean regions: SEPM (Society for Sedimentary Geology) Concepts in Sedimentology and Paleontology*, **5**, p. 3–53.

- Franseen, E.K., Esteban, M., Ward, W.C., and Rouchy, J.M. (eds) [1996] Models for carbonate stratigraphy from Miocene Reef complexes of the Mediterranean regions, *S.E.P.M spec. publ.*
- Gorney, D., Escalona, A., Mann, P. and Magnani, M. B. [2007] Chronology of Cenozoic tectonic events in western Venezuela and the Leeward Antilles based on integration of offshore seismic reflection data and on-land geology, *AAPG Bull.*, **91**, p. 653-684
- James, K. H. [2000] The Venezuelan hydrocarbon habitat, part 1: Tectonics, structure, palaeogeography and source rocks, *J. Petr. Geol.* **23**, p. 5-53
- Johnson, K.G., Sánchez-Villagra, M.R., and Aguilera, O.A., [2009] The Oligocene-Miocene transition on coral reefs in the Falcón Basin (NW Venezuela), *Palaios* **24**, p. 59-69
- Lugo, J. [2003] Petroleum geology of the Venezuelan Basins. A Perspective of Petroleum Potential, *Caracas*, p.425
- Macellari, C. E., [1995] Cenozoic sedimentation and tectonics of the southwestern Caribbean pull-apart basin, Venezuela and Colombia, in A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America, *AAPG Memoirs*, **62**, p. 757–780.
- Montero-Serrano, J.C., Martinez, M., Riboulleau, A., Tribovillard, N., Marquez, G. and Gutierrez-Martin, J.V. [2010] Assessment of the oil source-rock potential of the Pedregoso Formation (Early Miocene) in the Falcon Basin of northwestern Venezuela, *Marine and Petroleum Geology*, **27**, p. 1107–1118
- Wheeler, C.B., [1963] Oligocene and lower Miocene stratigraphy of western and northeastern Falcón Basin, Venezuela, *AAPG Bulletin*, **47**, p. 35–68.
- Stratigraphical Lexicon of Venezuela:*
<http://www.pdvsa.com/lexico/lexicohi.htm>