

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS EN SISTEMAS DEPOSITACIONALES MARINO MARGINAL Y DE LLANURA DELTAICA, DESCUBIERTOS POR EL POZO R-4. CASO DE ESTUDIO: ÁREA ROBLOTE, VENEZUELA ORIENTAL

Mario Zambrano¹, Ramón Grillet¹, Anahy Finno¹, Mercedes Sánchez¹

1: Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y Universidad Venezolana de los Hidrocarburos (UVH),

zambranomav@pdvsa.com y mariozam24@gmail.com, grilletre@pdvsa.com,

finnoa@pdvsa.com, sanchezmnk@pdvsa.com

Palabras clave: **depositional systems, sedimentary bodies, reserves**

ABSTRACT

Characterization of Deposits in Depositional Systems Marine Marginal and Delta Plain, Discovered by Well R-4. Case Study: Area Roblote, Eastern Venezuela.

The Roblote Exploratory area is located west of the Maturín Sub-basin, northwest of the prolific gas Anaco District (Anzoátegui State), as part of the Eastern Basin of Venezuela. In this area drilling campaigns were carried out in the 1940s and 1950s, where significant accumulations of associated gas with high gas / oil ratio were evidenced. The efforts of PDVSA Exploración were renewed in 2004, with the acquisition of 1150 km² of a 3D seismic cube in the area, with the objective of visualize and define new exploratory opportunities. The main objective is the characterization of marine marginal and delta plain deposits in depositional systems, based on the estimation of the physical properties of the reservoir rock (well logs, cores and channel samples) and the determination of the morphology and dimensions of the sedimentary bodies, considering the thickness of the sandstones and quality of rocks, to conclude with the calculations of reserves. This methodology was used in the interpretation of the well R-4 which discovered two hydrocarbon deposits, one in the Merecure Formation and other in the Oficina Formation, Member Colorado. Analysis was focused in this one because it has shown the best results). The evaluation by means of the DST-TCP tests to the coated hole, the determination of the sedimentary bodies (sedimentary rock) with the sedimentological interpretation, allowed to incorporate primary reserves, in the order of 115 MMMPCN of gas and 1.15 MMBN of oil.

INTRODUCCIÓN

En las áreas de Roblote, Las Ollas, Gaucho, Cascada y Cascaroncito se realizaron distintas campañas de perforación, durante las décadas de los cuarenta y cincuenta. La mayoría de estos pozos, evidenciaron la presencia de hidrocarburos, mostrando niveles con importantes caudales de gas, mediante pruebas de producción, cuyos resultados varían entre 0,12 MMPCGD y 8,4 MMPCGD y por ende, alta relación gas/petróleo.

Estos pozos fueron abandonados por anteriores empresas operadoras, ya que buscaban importantes reservas de petróleo y abandonaban los pozos exploratorios alejados de facilidades de producción, con potenciales menores a 500 barriles diarios, además la explotación de gas se consideraba poco atractiva (Finno *et al.*, 2008). Debido a la necesidad de incorporar áreas con alta prospectividad de gas, para incrementar la producción del distrito y reactivar estas áreas que habían sido abandonadas, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA Exploración) da inicio en el año 2006 a la reexploración del área Roblote, con el objetivo principal de visualizar la componente estratigráfica de las trampas y definir oportunidades exploratorias, surgiendo de estos estudios cuatro (4) nuevas oportunidades.

Esta campaña exploratoria se inicia en el año 2012; la primera perforación corresponde al pozo R-3 (ubicado en el sector sureste del Bloque), seguida por la perforación del pozo R-4 en el año 2013, ambos pozos fueron exitosos e incorporaron reservas a la Base de Recursos de Exploración. Estos descubrimientos luego los gerencia el equipo de desarrollo.

Con la información obtenida producto de la perforación de los pozos antes mencionados se integraron los resultados principalmente sedimentológicos, petrofísicos, estratigráficos, estructurales y de yacimiento, todo esto con el fin de caracterizar geológicamente el área de estudio y documentar la oportunidad exploratoria Roblote Norte, próxima a ser perforada.

Uno de los productos de mayor relevancia fue la definición de los cuerpos sedimentarios yacimientos (dimensiones), producto de los modelos sedimentológicos modificados por Montoya *et al.*, 2014, con respecto a los realizados por Finno *et al.*, 2008. La nueva interpretación realizada

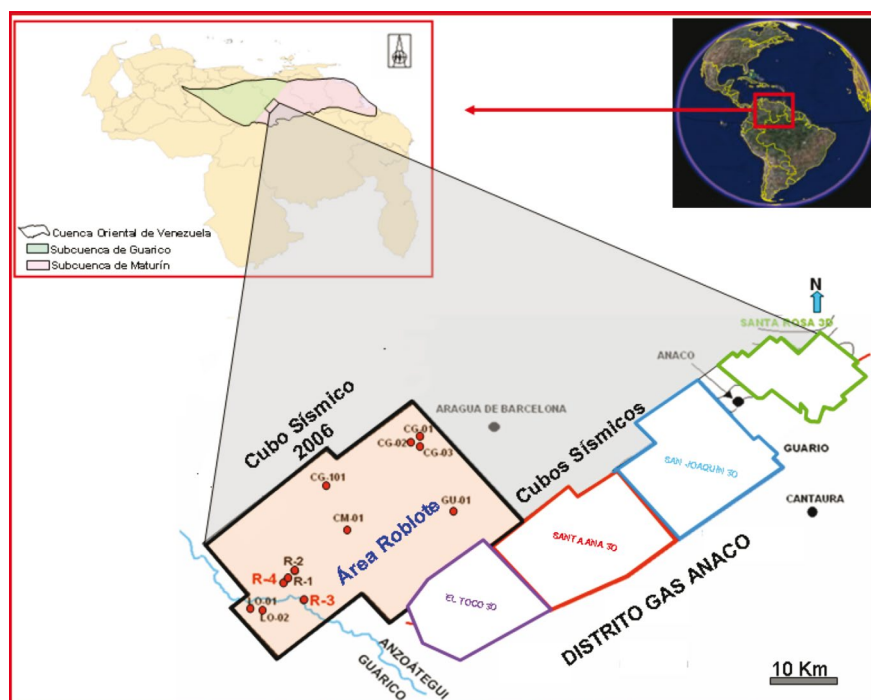


Figura 1. Ubicación del área Roblote.

fue generada principalmente por la adquisición de los núcleos tomados en el pozo R-4 (2014), 90 pies en la Formación Oficina y 60 pies en la Formación Merecure. Adicionalmente la información sedimentológica fue integrada con los mapas estructurales realizados en el área de estudio, permitiendo así obtener los mapas estructurales-isópacos (definitivos), además utilizando datos estadísticos obtenidos de estudios realizados en campo de Emery & Myers, 1996, con esta información fueron definidas las morfologías y dimensiones de los cuerpos sedimentarios que caracterizan el paleoambiente sedimentario interpretado, para cada nivel que incorporó reservas, adicionalmente se realizó el cálculo de reservas mediante el método volumétrico, incorporando así importantes volúmenes de hidrocarburo (gas condensando primeramente y condensado).

Ubicación del área de estudio

El área de estudio (área Roblote) se localiza en la región oriental de Venezuela, al Noroeste del alineamiento de Anaco, a 5 km del Campo El Toco y al Oeste del Estado Anzoátegui, Venezuela (Figura 1).

Cronoestratigrafía del área Roblote

La cronoestratigrafía del área Roblote está enmarcada dentro de cuatro (4) megasecuencias téctono-estratigráficas (Chigné *et al.*, 2000) o ciclos estratigráficos de primer orden, las cuales se encuentran separadas por cuatro discordancias de primer orden, que han sido reconocidas e identificadas a partir de la información sísmica y los datos de pozos a nivel regional. Estas megasecuencias han sido denominadas: 1) Megasecuencia de “Rift”, 2) Megasecuencia de Margen Pasivo, 3) Megasecuencia de Antefosa o “Foredeep”, 4) Megasecuencia de “Post-foredeep” (Finno *et al.*, 2008).

Estas megasecuencias han sido subdivididas en doce (12) téctono-secuencias que corresponden a ciclos depositacionales de segundo orden (definidas por el proyecto VIPA, Audemard *et al.*, 2002), y abarcan desde el Pre-Cámbrico hasta el Plio-Pleistoceno. En el área Roblote se identificaron dieciocho (18) secuencias estratigráficas de tercer orden (Figura 2).

Los intervalos de interés en los pozos R-3 y R-4, están representados por las secuencias estratigráficas de tercer orden SOT-1 y SMt-2 (esta última es la secuencia principal, por los volúmenes de hidrocarburo descubiertos). La secuencia SOT-1 se asocia a la Formación Merecure de edad Oligoceno, mientras que las secuencias SMt-2, se asocian a la Formación Oficina (Miembros Colorado y Amarillo) de edad Mioceno Temprano a Medio como se muestra en la Figura 2.

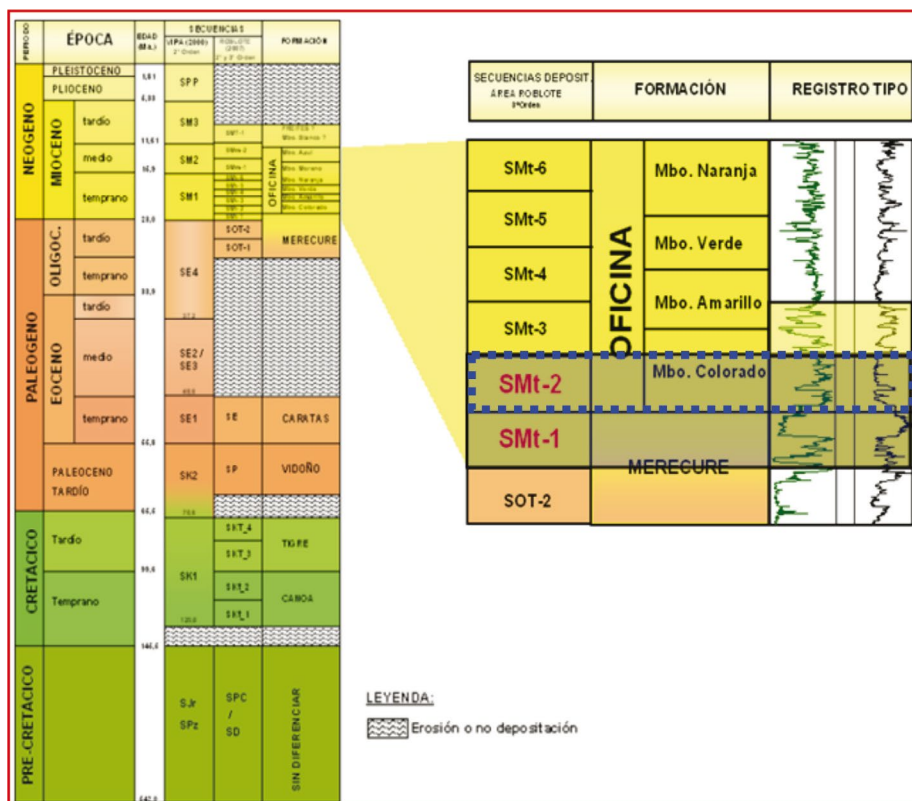
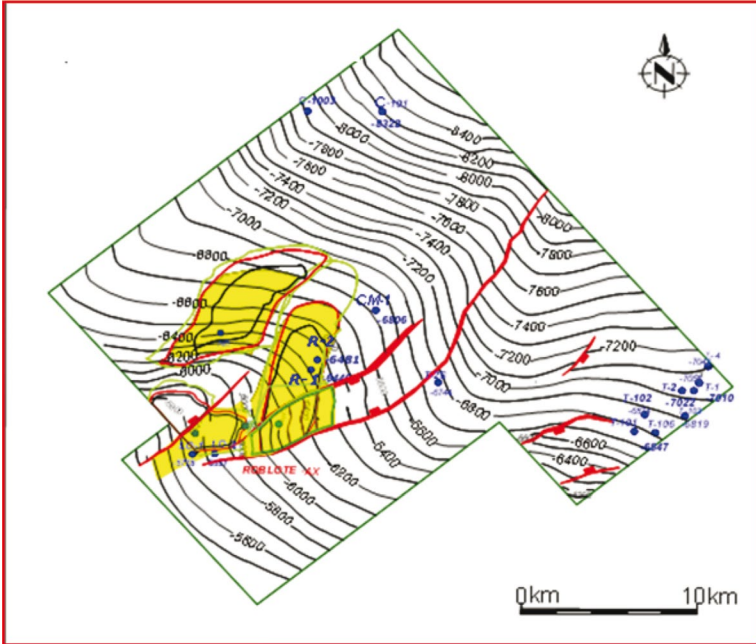
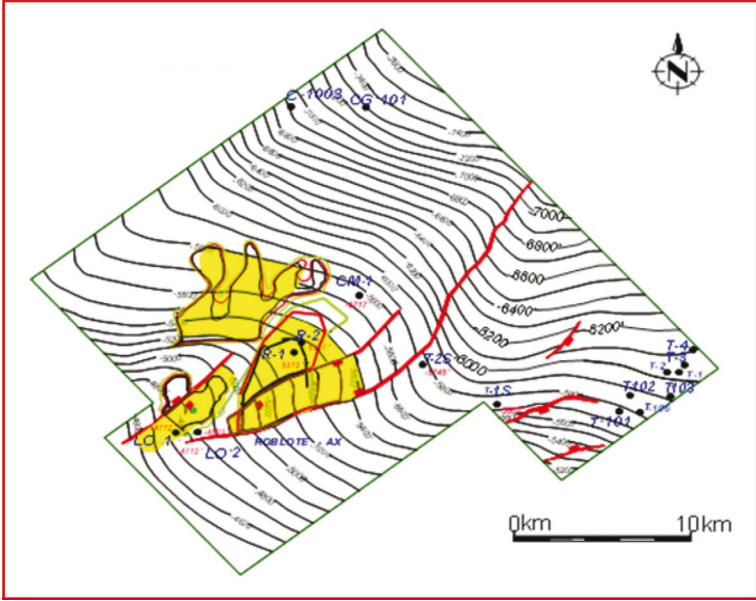


Figura 2. Cuadro cronoestratigráfico del área Roblote (modificado por Finno *et al.*, 2008[1]).

Uso del AVO para definir oportunidades exploratorias en el área Roblote

La aplicación de las técnicas de AVO e Inversión Sísmica en el área Roblote, dentro del cubo sísmico Roblote 3D de 550 km², donde se encuentran los prospectos definidos por Finno *et al.*, 2008. Dicha técnica fue empleada con la finalidad de identificar y definir las extensiones laterales de las anomalías sísmicas asociadas a cuerpos de areniscas e identificar posibles zonas de interés, se realizó la integración de los productos obtenidos del análisis AVO e Inversión Simultánea, tales como cubo Factor Fluido y diferencia en la relación de Poisson, aplicando la técnica Visualización Sísmica 3D de “Formation Scuplting”, generándose polígonos de anomalías de amplitud sobre 40 horizontes comprendidos entre las formaciones Oficina y Merecure (Figuras 3 y 4).

La técnica del AVO aplicada, permitió identificar cuatro (4) posibles oportunidades exploratorias. La interpretación de los cubos AVO generados, permitieron identificar anomalías en distintos niveles sísmicos para cada una de las oportunidades, seleccionándose como ubicación geográfica para las localizaciones, aquellas donde se perforarían la mayor cantidad de anomalías identificadas, correspondiendo dos de ellas al lugar donde se perforaron los pozos R-3 y R-4 que resultaron sendos éxitos exploratorios el área, descubriendo importantes reservas de gas principalmente y petróleo.



Procedimientos (metodología)

El trabajo se inicia con la revisión de las oportunidades exploratorias definidas con la aplicación de la técnica de AVO (prognosis geológica), además del trabajo integrado para el área de Roblote realizado por Montoya *et al.*, 2014 y el informe de incorporación de reservas primarias,

producto de la perforación del pozo R-4 realizado por Zambrano *et al.*, 2015, seguido por la revisión de la interpretación sísmica y la información de los pozos vecinos en el área para ajustar los topes formacionales a ser perforados (prognosis). La perforación de nuevos pozos exploratorios permitió adquirir mayor cantidad y calidad de información geológica (núcleos, registros de pozos, puntos de presión y muestras de fluidos), la cual analizada e interpretada permitió actualizar los modelos sedimentológico, estratigráfico y estructural. Adicionalmente posibilitó realizar una evaluación petrofísica confiable utilizando una matriz base arenisca, los modelos matemáticos Lineal (Arcillosidad), Densidad-Neutron (Porosidad) y por último la aplicación de la ecuación de Archie para calcular la saturación de fluidos.

Finalmente, con el estudio detallado del nuevo pozo se comprueba la existencia de yacimientos de hidrocarburos permitiendo la cuantificación e incorporación de reservas a la Base de Recursos. En la Figura 5 se presenta un resumen de la metodología de trabajo.

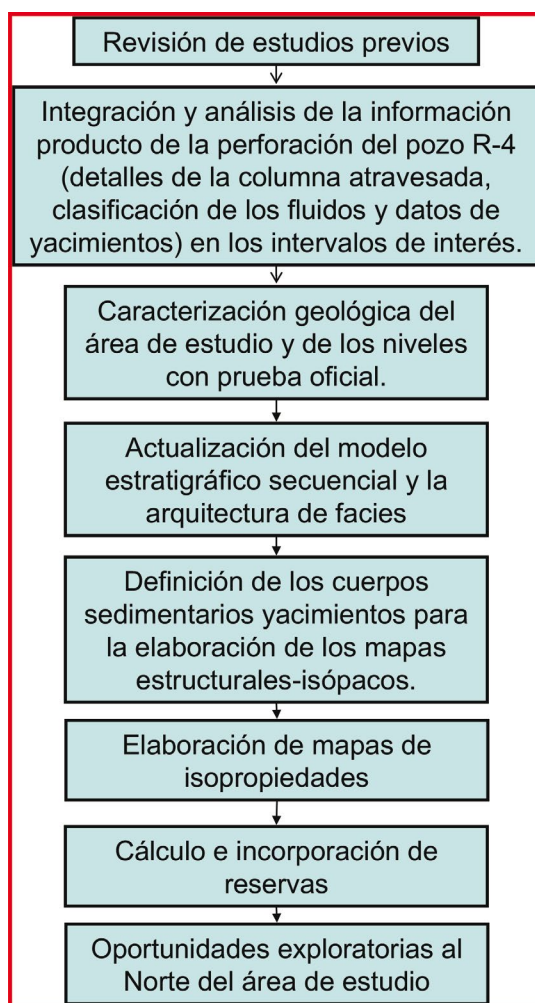


Figura 5. Flujograma de metodología de trabajo.

Resultados y análisis

La revisión de los estudios geológicos previos, permitió realizar un ajuste preliminar de los topes formacionales estimados a perforar con pozo R-4 (Roblote), además de entender las características geológicas regionales y locales con los trabajos realizados por Finno *et al.* (2008 y 2009, Fase I y II), adicionalmente se revisó el estudio integrado del área Roblote (Montoya y colaboradores (2014), el estudio sedimentológico del área Roblote realizado por Zambrano *et al.*, 2014 y finalmente la descripción de los núcleos del pozo R-4 realizado por Discepolo *et al.*, 2014).

Una vez culminada la perforación del pozo exploratorio R-4, los resultados permitieron definir con exactitud los topes formacionales de los miembros informales de la Formación Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio, así como los topes de las formaciones Merecure de edad principalmente Oligoceno y Tigre de edad Cretácico. En base a estos datos, se observaron variaciones significativas en los topes formacionales con respecto a la prognosis geológica, lográndose ajustar los espesores de las formaciones de interés exploratorio y generar dos (2) mapas estructurales en profundidad, de los niveles correspondientes a los topes de los yacimientos descubiertos en las formaciones Merecure y Oficina (Miembro Colorado), cabe destacar que los nuevos registros sínicos obtenidos permiten tener una mejor precisión en el modelo de velocidad.

El pozo R-4 fue evaluado mediante pruebas DST-TCP, en la Formación Oficina (Miembro Colorado) intervalo 6.422'-6.430' y en la Formación Merecure intervalo 8.592'-8.602'. Los intervalos evaluados se encuentran en revestidor de 9 5/8" (Fm. Oficina) y liner de 7 5/8" (Fm. Merecure), como se muestra a continuación en la Figura 6.

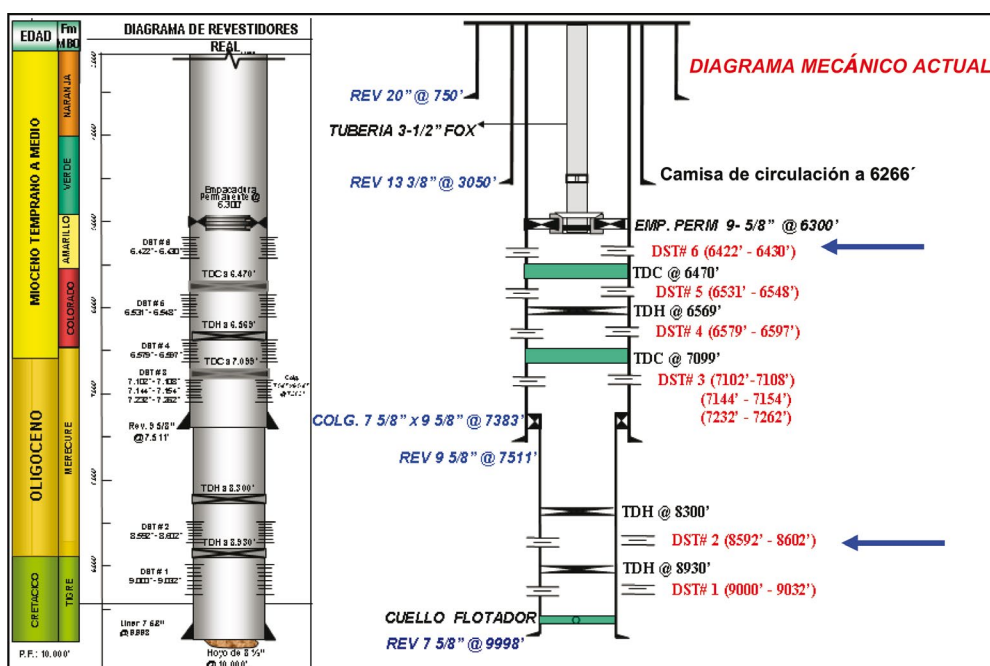


Figura 6. Diagrama mecánico actual del pozo R-4, las flechas azules indican la ubicación de los dos niveles exitosos (DST #2 y DST #6).

Continuando con la caracterización, la adquisición, análisis e interpretación de registros de pozos, permitió la integración de toda la información generada durante la perforación (descripciones de cuttings y núcleos, parámetros operacionales, análisis bioestratigráficos, registros: inducción gamma ray, densidad-neutrón, sónico dipolar, gamma ray-espectral, mineralógico y resonancia

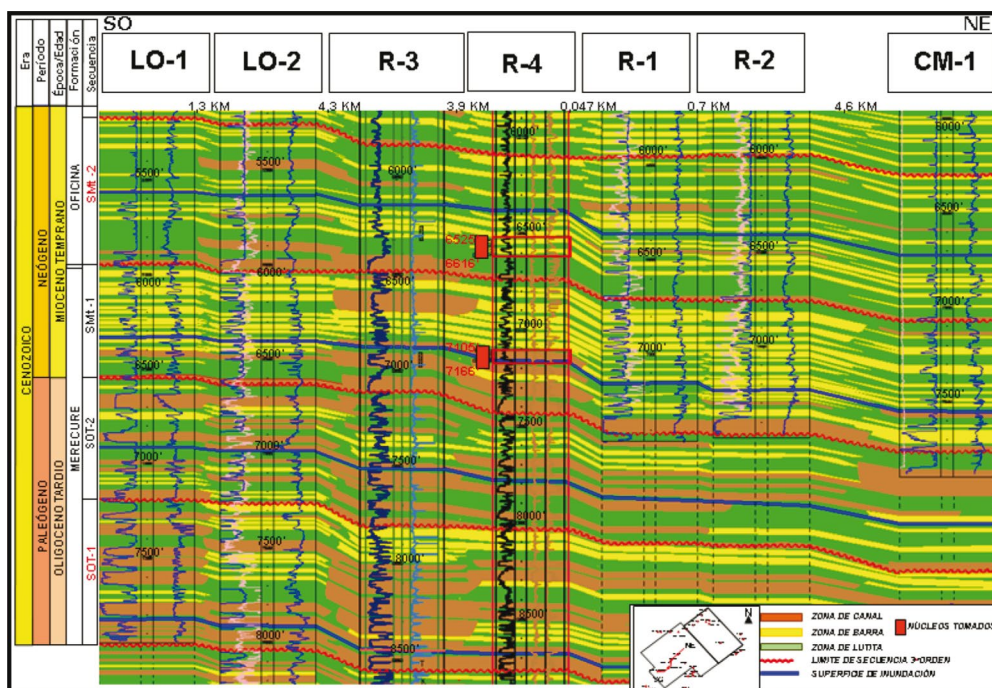


Figura 7. Sección estratigráfica SO-NE. Se muestra la arquitectura de facies en el área de estudio.

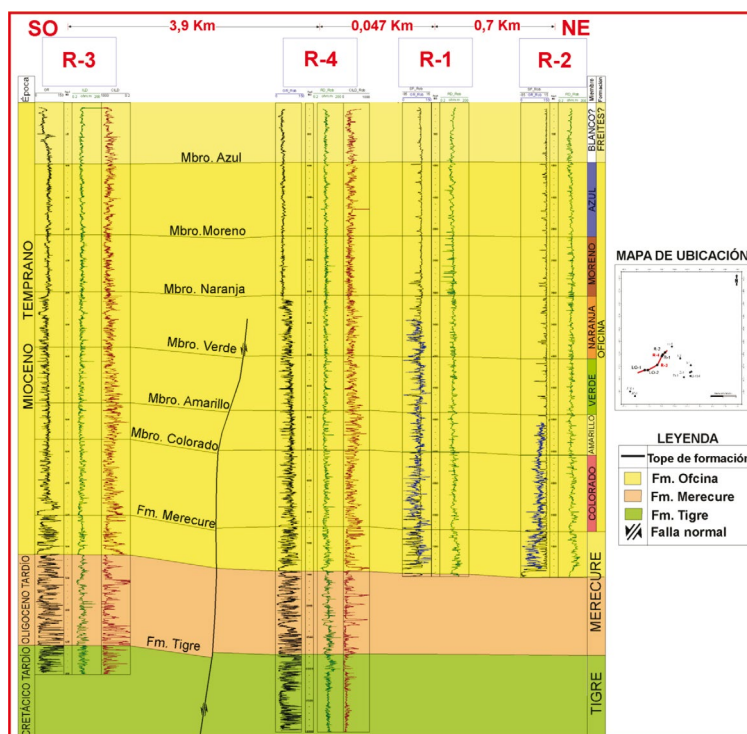


Figura 8. Sección estructural SO-NE.

magnética), ajustándose los topes de las formaciones con la ayuda de la información sísmica, permitiendo observar la continuidad de los reflectores para los topes definidos en el área, tal como se muestra en el modelo estratigráfico (Figura 7) y en el modelo estructural (Figuras 8).

Los núcleos recuperados en el pozo R-4 permitieron interpretar dos tipos de sistemas depositacionales (Zambrano *et al.*, 2014 y Discepolo *et al.*, 2014): para la secuencia SOT-1 (Formación Merecure) predomina una paleobatimetría transicional y el sistema depositacional se interpreta como un subambiente deltaico (dominio fluvial), específicamente entre la llanura deltaica intermedia a baja. Para esta secuencia la roca reservorio está representada por abanicos de roturas (crevasse splays), canales de meandros, canales de meandros abandonados y barras de meandros. La roca sello en la horizontal está representada por la llanura de inundación (lutitas), el sello vertical es generado por la progradaciones y retrogradaciones de los sistemas sedimentarios desarrollados en la costa, produciendo así el aislamiento de cuerpos sedimentarios porosos-permeables, lo cual hace posible el entrapamiento de tipo estratigráfico.

Para la secuencia SMt-2 (Formación Oficina) la paleobatimetría predominante es transicional, el sistema depositacional es de tipo deltaico y con acción de marea dominante, los depósitos están asociados a la llanura deltaica baja (llanura de marea) y el frente deltaico. Con la interpretación de los núcleos del pozo R-4 y tomando en consideración la textura, facies sedimentarias, estructuras sedimentarias, icnofósiles y fósiles, entre otras, se actualizaron los modelos sedimentológicos, permitiendo así una mejor caracterización sedimentológica del área, utilizando como análogo el Delta Papúa (Nueva Guinea, modificado según Fisher *et al.*, 1969 y Buatois *et al.*, 2011), ver Figuras 9 y 10.

La actualización del último modelo sedimentológico se realizó entre los pozos R-1 y R-3, en cuanto a las características litológicas (mejor calidad de roca en el pozo R-1), propiedades petrofísicas (mayores porosidades y menor arcillosidad en el pozo R-1 en comparación con el R-3) y los datos de yacimiento arrojados por ambos pozos, indican diferentes reservorios (comparaciones para un mismo nivel estratigráfico, caso de estudio areniscas C-R1 y C-R2); se realizó un análisis comparativo de los datos PVT, donde se muestran diferencias importantes en base a los hidrocarburos que contienen ambos yacimientos. La mezcla de hidrocarburo recuperada en el pozo R-1 resultó ser un gas condensado, con presión inicial de yacimiento de 2.790 psi y en el pozo R-3 la mezcla permaneció en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y superficie, siendo típicamente un yacimiento de gas seco y con presión original de yacimiento de 2.700 psi, en base a todo lo anteriormente expuesto se separaron los pozos del cuerpo sedimentario que incluía los pozos R-1, R-2 y R-3, en dos cuerpos sedimentarios (anteriormente interpretado como canal de meandro abandonado, considerando las electrofacies) y actualizado con la toma de núcleos en el pozo R-4 a una barra de marea, en un frente deltaico, uno que incluye los pozos R-1, R-4 y R-2 y otro cuerpo sedimentario que incluye el pozo R-3, el cual se ubica hacia la parte marginal (Zambrano *et al.*, 2014 y Discepolo *et al.*, 2014).

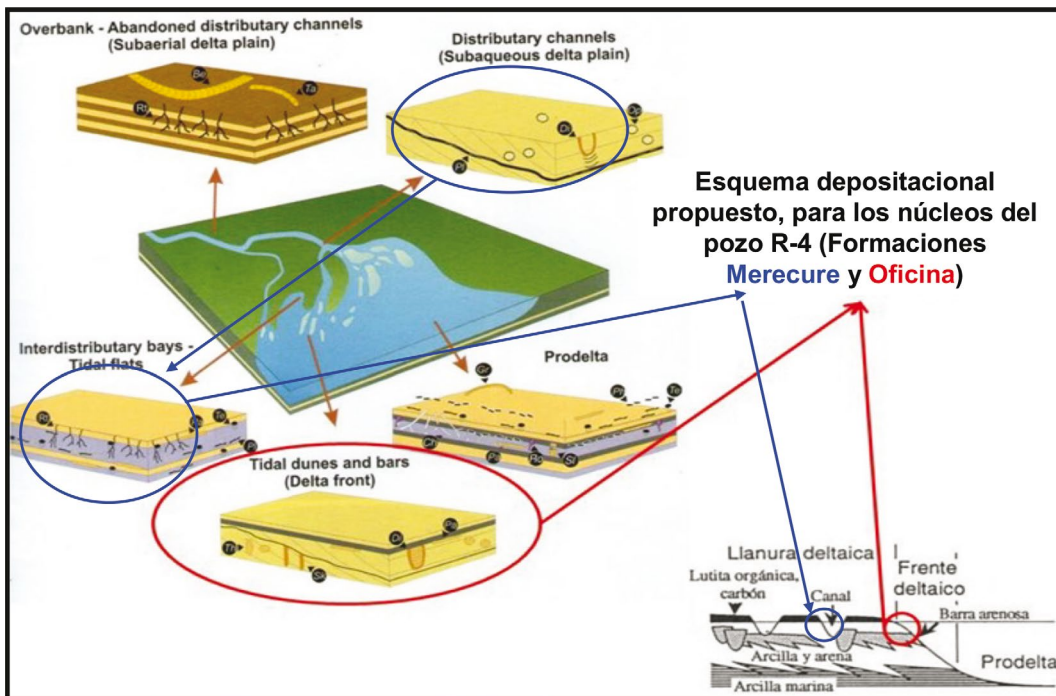


Figura 9. Esquema depositacional propuesto a partir de los núcleos del pozo R-4, Formación Merecure (elipsos y flechas azules) y Formación Oficina (elipsos y flechas rojas), modificado de Buatois *et al.*, 2011.

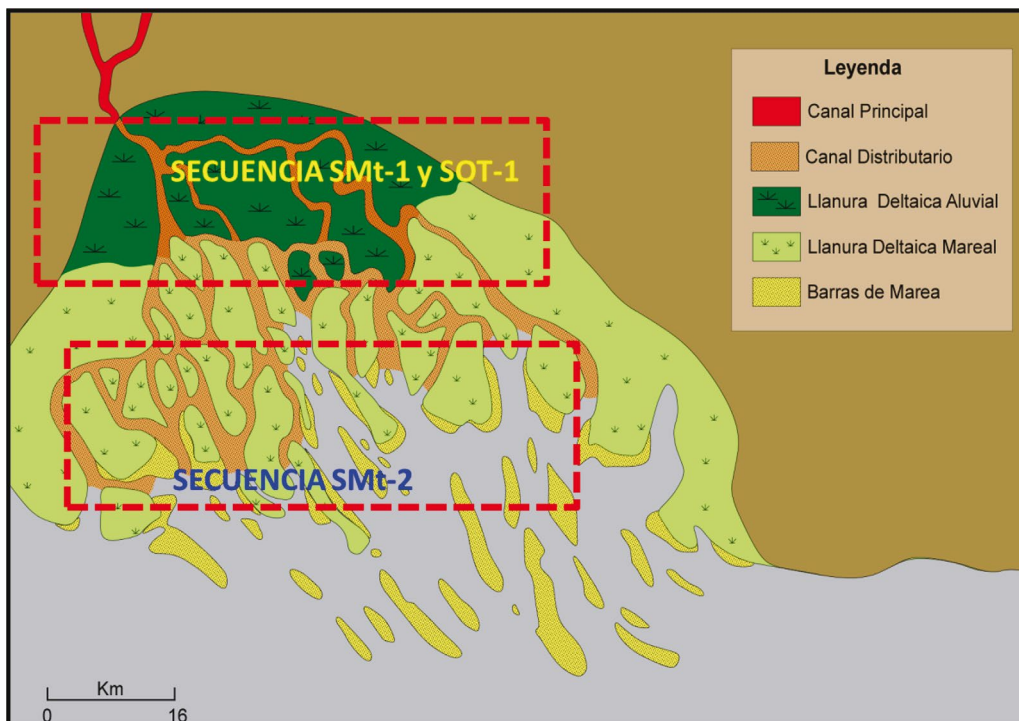


Figura 10. Delta Papúa, Nueva Guinea (Modificado de Fisher *et al.*, 1969).

Se actualizó la arquitectura de facies y el modelo estratigráfico secuencial, para la sección correspondiente a la secuencia (SMt-2) Miembro Colorado de la Formación Oficina (secuencia principal de interés), este intervalo se caracteriza principalmente por importantes zonas de barras y en menor proporción zonas de canales ubicados en la parte basal (espesores considerables de arenisca), las cuales en algunos intervalos tienen continuidad a lo largo de la sección. Tomando en cuenta que el predominio de las trampas en el área es de tipo estratigráfico, y gracias a las progradaciones y retrogradaciones de los sistemas sedimentarios desarrollados en la línea de costa, permiten aislar cuerpos arenosos porosos-permeables y desarrollar sistemas deltaicos.

Los espesores de los cuerpos arenosos en la sección de estudio varían de Suroeste a Noreste, hacia el Suroeste se tiene mayores espesores y para el extremo hacia el Noreste los espesores disminuyen, demostrando así la profundización de cuenca en dirección Suroeste-Noreste. También en la base de la Secuencia SMt-2 varían los espesores y abundancia de zonas de canal y zonas de barras de base a tope (tomando en cuenta las electrofacies) y la información de la hoja sedimentológica para esta secuencia, teniendo hacia la base las zonas de mayor importancia y predominando en toda la sección la zona de barras. Con esta interpretación se puede inferir que hay un aumento de la batimetría hacia el Norte (mayor influencia marina), como lo indica el modelo sedimentológico explicado anteriormente.

Cabe destacar que el predominio de los canales sobre las barras va desde la Secuencia SOT-1 (Formación Merecure) hasta la base de la Secuencia SMt-2 (Formación Oficina) e indica que es producto de la cercanía de la fuente de aporte de sedimentos (sedimentos acarreados por los canales).

Con respecto a todas las secuencias involucradas en la sección estratigráfica, se interpretó de manera generalizada, que los paleoambientes varían desde continental hasta nerítico interno-medio, indicando que la cuenca tiene mayor columna de agua (batimetría) hacia el tope y profundiza hacia el noreste de la sección SO-NE (Figura 7), desde la secuencia SOT-1 (Paleógeno, asociada litoestratigráficamente a la Formación Merecure) hasta la secuencia SMt-4 (Neógeno, asociada litoestratigráficamente a la Formación Oficina), los espesores arenosos (zonas de canal y zonas de barras) se hacen menos abundantes de base a tope y predominan materiales más radiactivos (lutitas) hacia las secuencias más someras, como se muestra en la actualización de la arquitectura de facies y que son de interés las secuencias SMt-2 y SOT-1.

A continuación se detallan los aspectos sedimentológicos y estratigráficos de las secuencias SOT-1 y SMt-2; estos intervalos contienen los niveles de areniscas evaluados mediante pruebas DST-TCP en el pozo R-4 y que incorporan reservas a la Base de Recursos:

A) La Secuencia estratigráfica de tercer orden SOT-1, Oligoceno Tardío, Formación Merecure (8040-8770) pies y con intervalo probado 8592-8602 pies.

Esta secuencia tiene un espesor de 730 pies aproximadamente, y fue depositada en un paleoambiente transicional representado por un sistema depositacional deltaico y está constituido

principalmente por areniscas asociadas a canales distributarios, con espesores de 20-50 pies; siguen en importancia las barras de desembocadura de 10-20 pies, las cuales se encuentra en la parte superior de la secuencia, y finalmente abanicos de roturas (crevasse splay) de 5-10 pies, ubicados en la parte basal de la sección. Las intercalaciones lutíticas presentes varían entre 10 y 70 pies de espesor, distribuidas a la largo de toda la secuencia (asociados estos sedimentos a la llanura de inundación).

El intervalo probado tiene un espesor de 10 pies, el cual tuvo como resultado la fluencia de 8 BPPD, y 0.14 MMPCGD, se encuentra en la parte basal de la secuencia y se interpreta como un abanico de rotura en la llanura deltaica (tomando en cuenta la electrofacies del intervalo yacimiento productor), tiene continuidad lateral hacia el suroeste, probablemente hacia el noreste. Adicionalmente para definir las dimensiones del cuerpo sedimentario interpretado fue necesario utilizar el espesor del yacimiento (10 pies, prueba 2, DST#2) y los datos estadísticos de Reynolds, 1994b en Emery & Myers, 1996, para posteriormente ser complementados con el mapa estructural y generar el mapa estructural-isópaco, información clave para el cálculo de la volumetría de las reservas de hidrocarburo y las cuales están en concordancia con los datos de yacimiento.

B) Para la Secuencia estratigráfica de tercer orden SMt-2, Mioceno Temprano, Formación Oficina, Miembro Colorado (6100-6730) pies y el intervalo probado 6422-6430 pies.

La secuencia tiene un espesor de 630 pies aproximadamente, y fue depositada en un paleoambiente transicional, de tipo deltaico; la mayor parte de los intervalos sedimentarios se formaron entre la llanura deltaica baja con influencia de marea y el frente deltaico, y está constituida por areniscas delgadas de 5 a 10 pies asociadas a barras de marea, interpretadas mediante estudio de núcleos (6525-6616) pies (pozo R-4), donde se observaron estructuras sedimentarias distintivas de mareas. Las intercalaciones de lutitas presentes en la secuencia varían entre 20 y 100 pies de espesor.

El intervalo probado, con un espesor de 8 pies, tuvo como resultado la fluencia de 390 BPPD, y 8.4 MMPCGD; se encuentra en la parte intermedia de la secuencia y se interpreta como una barra de marea en el frente deltaico. Esta arenisca tiene continuidad lateral hacia el Noreste, mientras que hacia el Suroeste tiene cierta extensión lateral, pero no tiene equivalente estratigráfico en el pozo R-3. Adicionalmente y como se explicó en el yacimiento descubierto en la Formación Merecure, se pudo definir las dimensiones del cuerpo sedimentario interpretado para este intervalo fue necesario utilizar el espesor del yacimiento (8 pies, prueba 6, DST#6) y los datos estadísticos de Reynolds, 1994b en Emery & Myers, 1996, para posteriormente ser complementados con el mapa estructural del nivel de interés y el mapa estructural-isópaco (integrado) en concordancia con los datos de yacimiento, información clave para el cálculo de la volumetría de las reservas de hidrocarburo.

Con respecto a los mapas generados, se realizan con el propósito de identificar distribución o tendencias regionalmente y las propiedades física de las rocas (porosidad efectiva y arcillosidad)

asociadas a la principal Secuencia Estratigráfica (SMt-2), en la cual se encuentra la roca yacimiento con mayor caudal de petróleo y gas (prueba 6, DST#6).

En el mapa que se muestra en la Figura 11 a continuación, es un mapa de espesor total; se observan los espesores de la Secuencia Estratigráfica de tercer orden Mioceno Temprano 2 (SMt-2), la secuencia se asocia litoestratigráficamente al Miembro Colorado de la Formación Oficina. En el mapa se puede apreciar un incremento del espesor, principalmente hacia el Noreste, del área Roblote; esta tendencia concuerda con las características depositacionales del área de estudio (cuenca antepaís, foreland), ubicándose el depocentro de la cuenca hacia el Norte, el aporte de los sedimentos es desde el Sur, asociados al Cratón de Guayana.

A partir de esta información se concluye que la secuencia varia desde unos 641 pies de espesor al Sur del área de estudio a aproximadamente unos 1000 pies de espesor al Norte de Roblote.

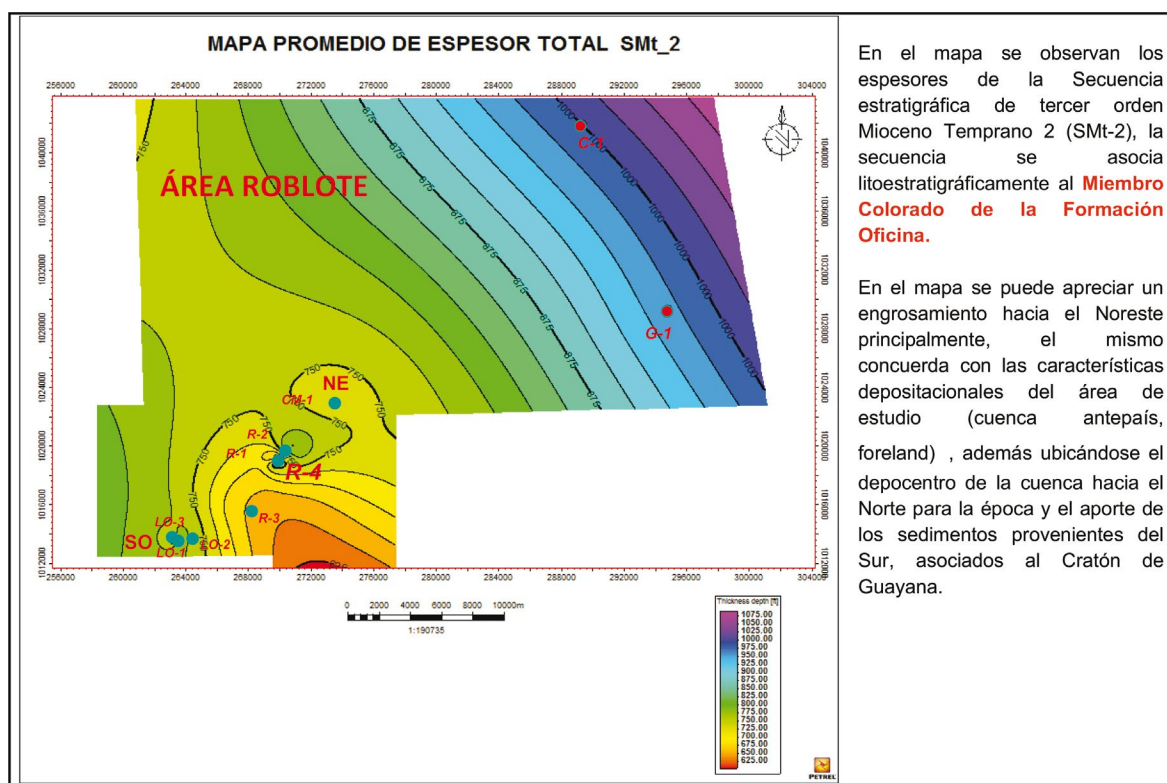


Figura 11. Mapa de espesor total de la secuencia de interés (SMt-2).

Seguidamente, para el cálculo volumétrico de los hidrocarburos fueron utilizadas todas las ecuaciones y fórmulas del manual de Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos (Ministerio de Petróleo y Minería, MPETROMIN, 2005). Las reservas probadas primarias por concepto de descubrimiento de los yacimientos COP2 ROE 4 y MER ROE 4, producto de la perforación del pozo R-4, incorporan volúmenes en el orden de Reservas de gas: 115,413 MMMPCN y Reservas de Condensado: 1,15 MMBN.

CONCLUSIONES

1.- La caracterización geológica detallada en el área de Roblote y su exploración mediante perforaciones permitió incorporar reservas probadas primarias por concepto de descubrimiento de los niveles COP2 ROE 4 (Fm. Oficina, Mbro. Colorado) y MER ROE 4 (Fm. Merecure); como resultado de la perforación del pozo R-4 los volúmenes totales de reservas de Gas: 115,413 MMMPCN y de Condensado: 1,15 MMBN.

2.- El estudio realizado permite inferir la existencia de más trampas estratigráficas al norte del área de estudio, específicamente en la ubicación exploratoria definida y denominada Roblote Norte.

3.- El entrapamiento de hidrocarburos en el área Roblote es principalmente de tipo estratigráfico, como lo demuestra el modelo sedimentológico de la Formación Oficina y de la Formación Merecure.

4.- Durante la depositación de la Secuencia SMt-2, la cuenca profundiza hacia el Norte, siendo la fuente principal de sedimentos el Cratón de Guayana (ubicado al Sur).

AGRADECIMIENTOS

A Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) y a la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos (UVH).

REFERENCIAS CITADAS

- Finno A, Gil E, Berrizbeitia J, Guzmán J, Lara J, Montilla L, Rivas J, Alfonsi P., 2008-2009 “Caracterización geofísica AVO y red neuronal (informes finales del PGP Roblote, Fase I y II)”. Informe Técnico, Gerencia de Proyectos Exploratorios y Delineación (PGP Roblote), Informe Técnico no publicado, P.64.
- Montoya G., Zambrano M., Finno A., Alfonsi P., Grilliet R., Sánchez M., Castro A., 2014. “Nuevas oportunidades exploratorias de gas en el Área Roblote, Distrito Anaco, Venezuela Oriental”. P.9, publicado en la revista Visión Tecnológica (edición especial), Volumen 16, Número 1/2014 (suplemento), Memorias del 1er Congreso Venezolano de Gas Natural (ICVGAS), Porlamar, Venezuela.
- Emery, D. & Myers, K., 1996. “Sequence stratigraphic”. Blackwell Scientific Publications, London, P.297.
- Chigné N, Blanco B, Giraldo C, Rodríguez W., 2000 “Evaluación petrolera del Norte de Guárico – Anzoátegui”. Informe Técnico no publicado, PDVSA-Exploración, P.146.
- Fisher W. L., 1969. “Facies characterization of Gulf Coast Basin delta systems with some Holocene analogues. en: Delta Systems in the exploration for oil and gas. A research colloquium, Bureau of Econ. Geol.”. The University of Texas, Austin, P.103.
- Zambrano M, Flores A, Alfonsi P., 2015. “Informe sedimentológico del Área Roblote (actualización con la perforación del pozo R-4)”. Gerencia de

- Proyectos Exploratorios y Delineación (PEP-PDD ORIENTE), Informe interno de PDVSA Exploración, no publicado, P.25.
- Discepola P, Rivas E, Suárez L., 2014. "Análisis sedimentológico del núcleo del pozo R-4 (Localización R-BX), Laboratorio Geológico Occidente (La Concepción), PDVSA, Informe interno no publicado (N° del documento IT-OC-2014-2017, EX), P.68.
- Buatois L. et. al., 2011. "Sedimentological and Ichnological signature of changes in wave, river and tidal influence along a Neogene tropical deltaic shoreline". *Sedimentology* – IAS.
- Audemard, F., Hernández, G., Lilliu, A., Azpiritzaga, I., Bejarano, C., Cabrera, E., Del Castillo, H., De Toni, B., Di Croce, J., Duerto, L., Ferrer, B., Jaimes, M., Márquez, X., Violino, R., Ysaccis, R., Alvarez, M., Bolívar F., Cantisano, M., Olivares, C., Petit, P., Pinzón, O., Santiago, N., Serrano, I., Taylhardat, V., Truskowski, I., Vera, P., Coriat, R., Giral, W., Gómez, M., 2002. "Proyecto visión integrada del potencial petrolífero de Venezuela (VIPA)". Technical Report, PDVSA – Exploration, P.175.

