

SINCRONIZACIÓN ENTRE LOS PROCESOS DE GENERACIÓN-EXPULSIÓN-MIGRACIÓN DE FLUIDOS Y FORMACIÓN DE LAS TRAMPAS EN EL ÁREA DEL FLANCO NORANDINO. CUENCA OCCIDENTAL DE VENEZUELA

Patricia Delgado¹, Joaquín Requena¹, Verioska Solórzano¹, Edison Freites¹,
Jessica González¹, Manuel Delgado¹

1: PDVSA – Exploración Oriente. Gerencia de Proyectos Exploratorios y de Delineación, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui – Venezuela. delgadops@pdvsa.com

Palabras clave: Geoquímica, Sistema Petrolífero, Modelaje de Cuencas, Cuenca de Maracaibo, Venezuela

ABSTRACT

Timing between the generation-expulsion-migration process of hydrocarbons and the traps formation in the Flanco Norandino area. Western Venezuela Basin

The Flanco Norandino area is one of the most attractive exploratory areas in the Western Venezuela. Few wells drilled in the area exist but abundant manifestations of fluids (oil seeps and gas) on the surface have been found, confirming that the petroleum system is working and active. The key uncertainty is the timing between the ages of generation-expulsion-migration of the hydrocarbons and the structuring ages, specifically toward the south of the study area; since the latter process was associated with the uplifting of the Andean Mountains that began in the Middle to Late Miocene to Pliocene, hence the formation of the traps is very recent. Through 1D geochemical models of eight wells located over the cinematic model of a NE-SE geological cross-section, two important pulses of expulsion were established. We proposed that the first pulse of expulsion (Middle Miocene) is the responsible for the filling of the traps in the Tomoporo and Franquera fields. The last pulse of expulsion is responsible for filling the Andean structures, aware that the risk is only hydrocarbon charge since the Pliocene to Recent because movement of the Andes ends in the Pliocene.

INTRODUCCIÓN

El área de estudio cubre unos 3900 km² y se encuentra ubicada al sureste del Lago de Maracaibo, entre los Estados Mérida, Trujillo y Zulia, en la Cuenca Occidental de Venezuela (Figura 1). Al Norte del área de estudio se encuentran los campos petrolíferos del Sur del Lago, La Ceiba, Franquera, Motatán, Barúa, Ceuta y Tomoporo, que han producido petróleo mediano-liviano y condensado desde los años 50, hasta la fecha, de reservorios de edad Eoceno, Oligoceno y Cretácico Temprano.

El principal objetivo de este estudio es evaluar los procesos del sistema petrolífero del área,

a través de modelados geoquímicos 1D sobre ocho (8) pozos que se encuentran distribuidos a lo largo de un transecto geológico regional 2D balanceado y restaurado, permitiendo así establecer la sincronización entre los eventos de formación de las trampas, y las edades de generación, expulsión y migración de los fluidos en el Flanco Norandino, ya que el área posee una alta complejidad estructural y actividad tectónica muy reciente por el levantamiento de Los Andes, al Sur del área. Asimismo, el Flanco Norandino es una frontera exploratoriamente atractiva, ya que el área cuenta con un volumen total de recursos en el orden de 2291 MMBls de petróleo y 2031 MMMPC de gas, lo cual le confiere un alto potencial exploratorio (Figura 1).

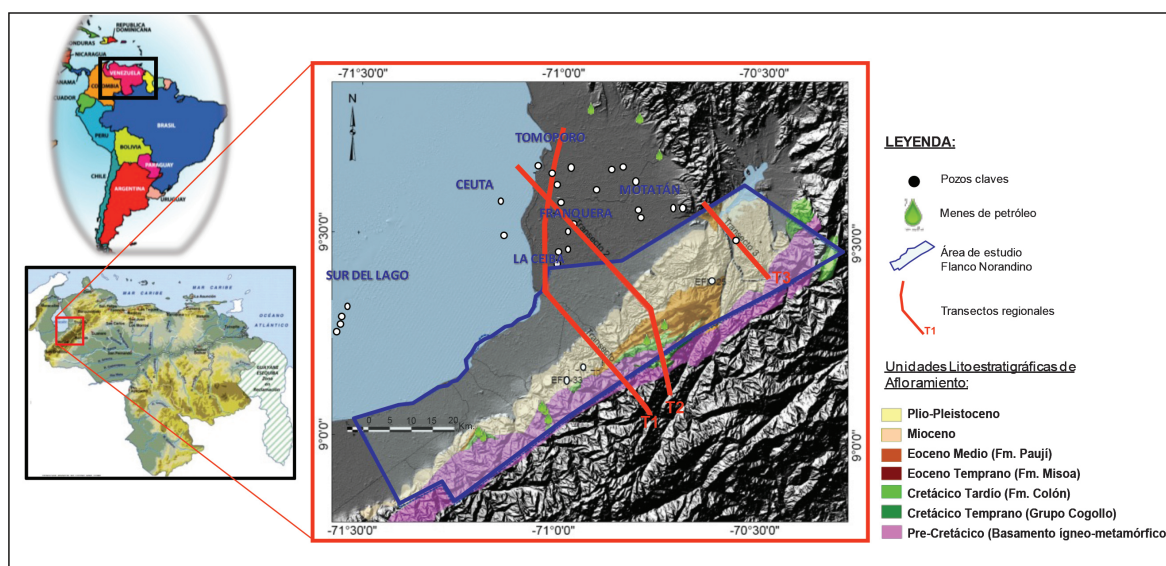


Figura 1. Mapa de ubicación del área de estudio y de transectos utilizados para apoyar el modelado de cuenca. Se observan también las unidades litoestratigráficas aflorantes al Sur del área de estudio.

En la Cuenca de Maracaibo, han ocurrido importantes procesos geológicos que en el Terciario y el Cretácico dieron lugar a condiciones apropiadas para la génesis, migración y acumulación del petróleo. La contribución principal en la generación de hidrocarburos en esta cuenca, ha sido atribuida a la Formación La Luna por numerosos autores (Hedberg 1931; Rod y Mayne, 1954; Gallango *et al.* 1984; Talukdar *et al.*, 1985), con base a estudios realizados sobre muestras de pozos y afloramientos en diversas áreas. Cabe destacar que las mayores reservas petrolíferas de hidrocarburos en la Cuenca de Maracaibo la constituyen reservorios de edad Cretácico del Grupo Cogollo (Zambrano *et al.*, 1971 y González de Juana *et al.*, 1980; Russomanno y Abud, 1982) y, en menor proporción, a reservorios de edad Eoceno Temprano-Medio (Formación Misoa).

La Cuenca de Maracaibo, es una de las cuencas de hidrocarburos más prolíficas del mundo. Los elementos del sistema petrolífero de la cuenca incluyen: (1) una roca madre (Formación La Luna - Cretácico Superior), depositada en un ambiente de plataforma, en condiciones anóxicas con períodos intermitentes oxigenados y eventos tectónicos; (2) rocas reservorios de

alta calidad, carbonáticas y clásticas, depositadas en ambientes de plataforma y fluvio-deltaicos respectivamente, (3) dos períodos principales de rápida subsidencia tectónica, responsables de dos pulsos regionales de generación-expulsión de hidrocarburos. En primer lugar, durante el Paleógeno (Eoceno) por la colisión oblicua entre la placa del Caribe y la placa Suramericana y, en segundo lugar, durante el levantamiento Neógeno (Mioceno-Plioceno) de la Sierra de Perijá - Andes de Mérida, y (4) la migración lateral y vertical del petróleo a lo largo de fallas normales e inversas, así como a través de la discordancia regional del Eoceno Tardío – Oligoceno (Figura 2).

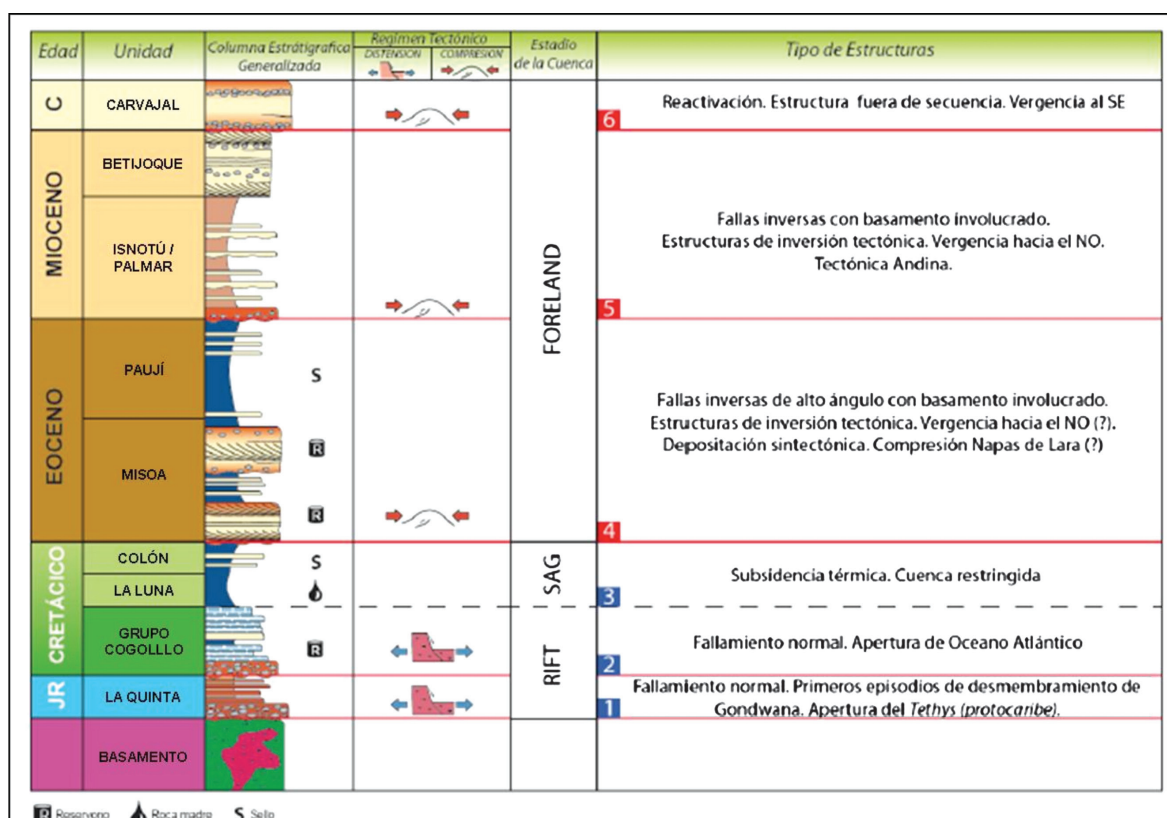


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para el área de estudio. Se indican las unidades reconocidas y la datación de los distintos rasgos estructurales, así como los elementos del sistema petrolífero.

Varios autores, como Blazer (1979); Stauffer y Betoret (1979); Core Lab (1982), postulan a la Formación La Luna como la principal roca madre de la Cuenca de Maracaibo. Esta formación está constituida por calizas bituminosas negras y lutitas calcáreas pelágicas, que se depositaron en aguas profundas en condiciones anóxicas, durante la máxima transgresión marina que invadió al Oeste de Venezuela en el Cenomaniense-Turonense. En este periodo muchas cuencas Cretácicas del mundo, se caracterizaron por el desarrollo de condiciones reductoras favorables para la preservación de la materia orgánica en los sedimentos, al mismo tiempo que prevalecieron condiciones climatológicas, nutritivas y ecológicas favorables para la abundancia de microorganismos marinos.

La Formación La Luna como principal roca madre de la Cuenca de Maracaibo, generadora del 98% de los hidrocarburos presentes, debido a su riqueza en materia orgánica (%COT), con un querógeno tipo II, de origen marino, es considerada de muy buena calidad para la generación de hidrocarburos líquidos principalmente y gaseosos en cantidades apreciables. Posee un espesor promedio de 70 m (230 pies) considerado como constante en el área (Jordán y Scherer, 1982). La capacidad de generación de hidrocarburos es elevada como lo indican los valores de índice de hidrógeno original, alrededor de los 700 mg HC/g COT (Gallango *et al.*, 1984). Las Figuras 3 y 4 muestran una tendencia regional de la riqueza y madurez actual para la Formación La Luna.

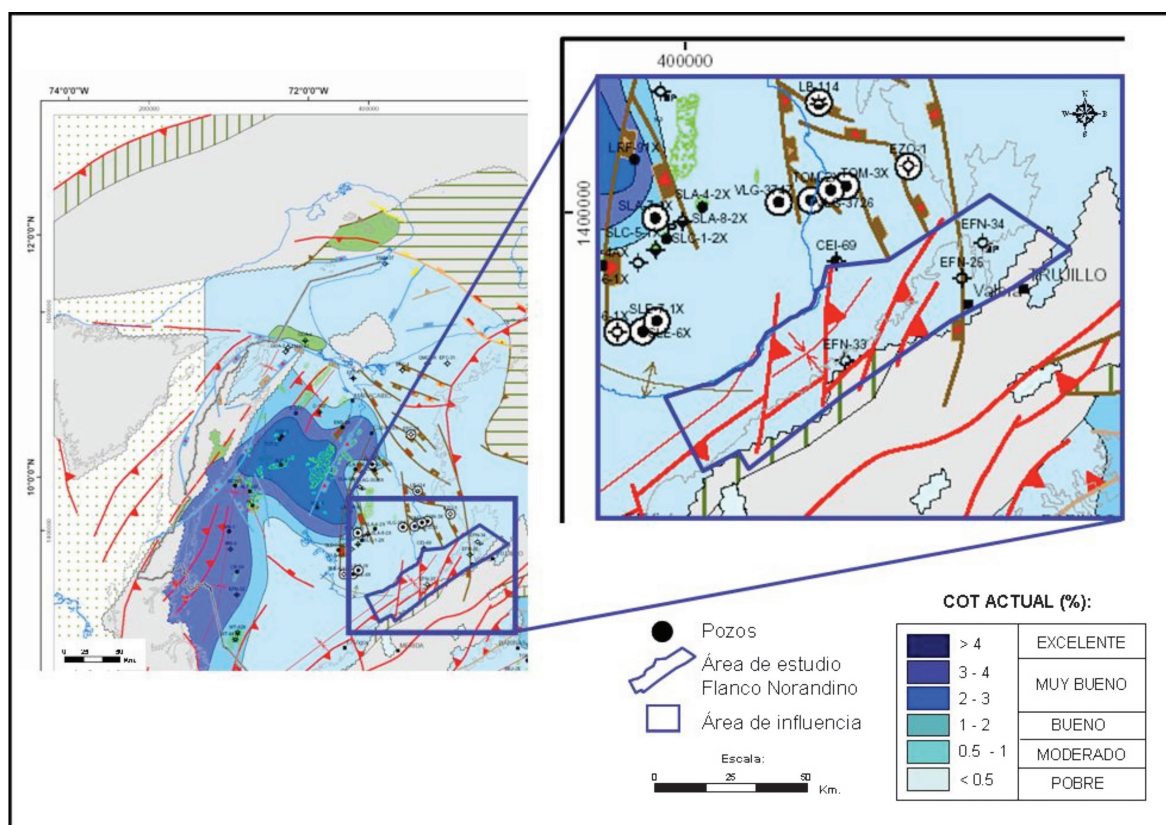


Figura 3. Mapa regional de la riqueza orgánica actual (%COT) para la secuencia de Roca Madre (Formación La Luna-Cretácico Tardío), en el área de estudio (Tomado de Audemard *et al.*, 2000). La escala gráfica corresponde al área aumentada.

METODOLOGÍA

Las actividades de modelado de cuencas se orientaron hacia la elaboración de modelos en una dimensión (Figura 5), con la finalidad de evaluar los procesos de generación-expulsión-migración de hidrocarburos y su posterior correlación con las edades de formación de las trampas.

Dentro y fuera del área de estudio, se seleccionaron ocho (8) pozos para modelaje geoquímico

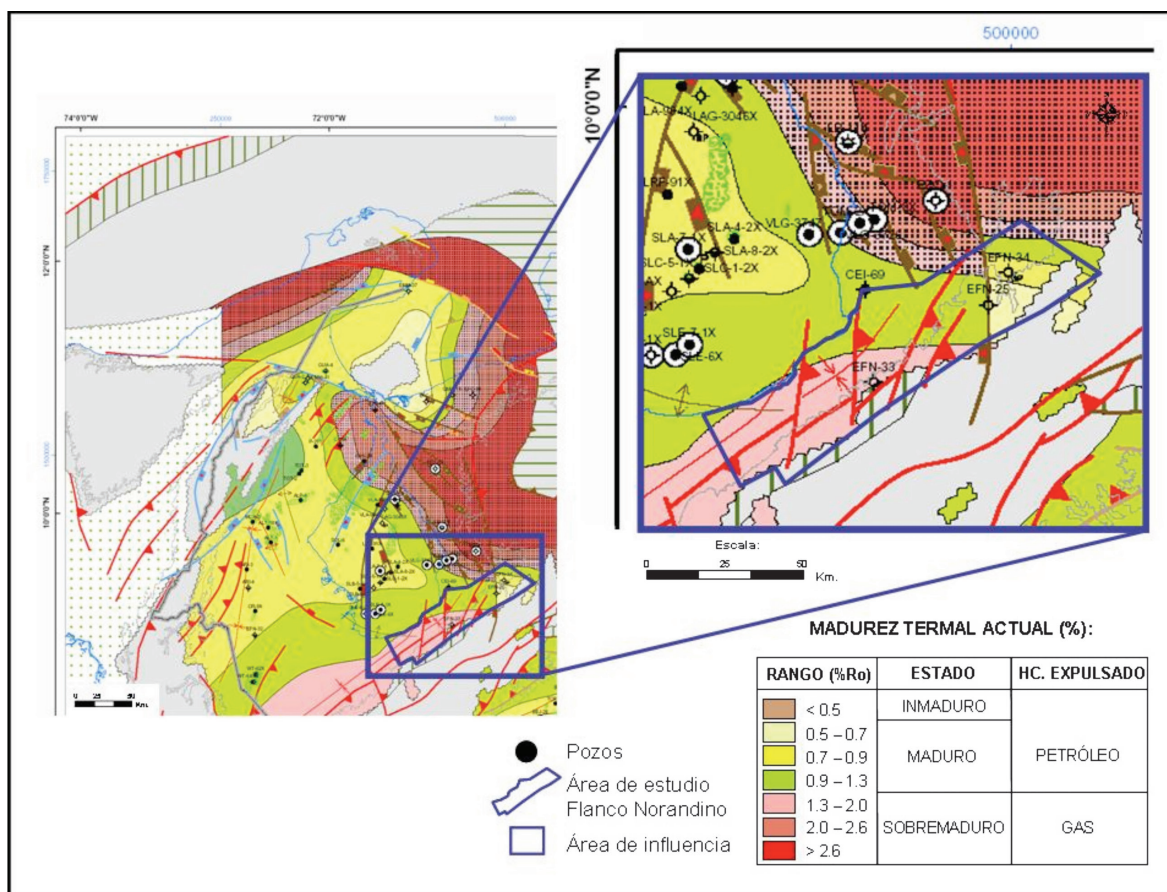


Figura 4. Mapa regional de la distribución de la madurez actual (%Ro) para la secuencia de Roca Madre (Formación La Luna-Cretácico Tardío), en el área de estudio (Tomado de Audemard *et al.*, 2000). La escala gráfica corresponde al área aumentada.

1D (Figura 5), los cuales contaban con suficientes datos termales (%Ro y BHT) para su calibración. Por otro lado, mediante el transecto regional 2D de dirección noreste-sureste de 168 Km llamado T1 (Figura 6), el cual se encuentra balanceado y restaurado hasta la configuración paleogeográfica del Cretácico, así como el modelo cinemático (*forward modeling*) hasta la configuración actual (Figura 7), proporcionó información de la evolución y configuración de las estructuras a través del tiempo, permitiendo así establecer la sincronización entre las edades de los procesos de generación y expulsión, y posterior análisis de la migración y entrapamiento de los fluidos con las edades de formación de las trampas.

En el modelo cinemático de la Figura 7, se aprecian notables variaciones de espesor en las secuencias eocenas, controlados por fallas normales paleógenas en el extremo noreste de la sección, mientras que las sucesiones molásicas mio-pliocenas incrementan su espesor hacia el sureste, vinculado a la carga tectónica ejercida por las estructuras andinas, una compleja deformación compresiva en donde se combinan estructuras de piel gruesa y piel fina.

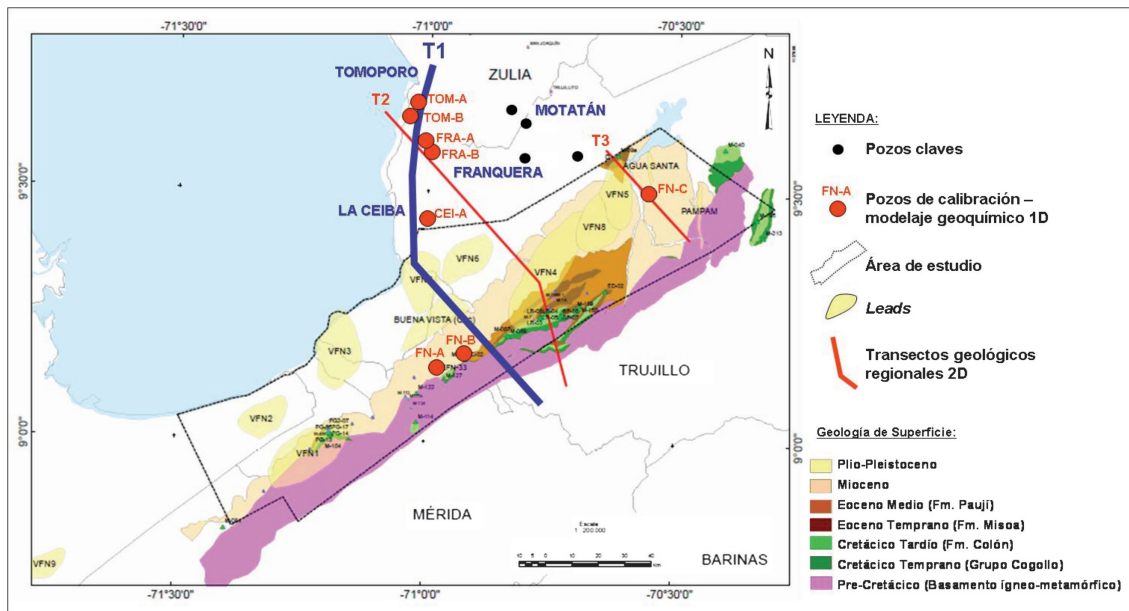


Figura 5. Ubicación de los pozos que se utilizaron para los modelados geoquímicos 1D, sobre el transecto geológico regional 2D "T1".

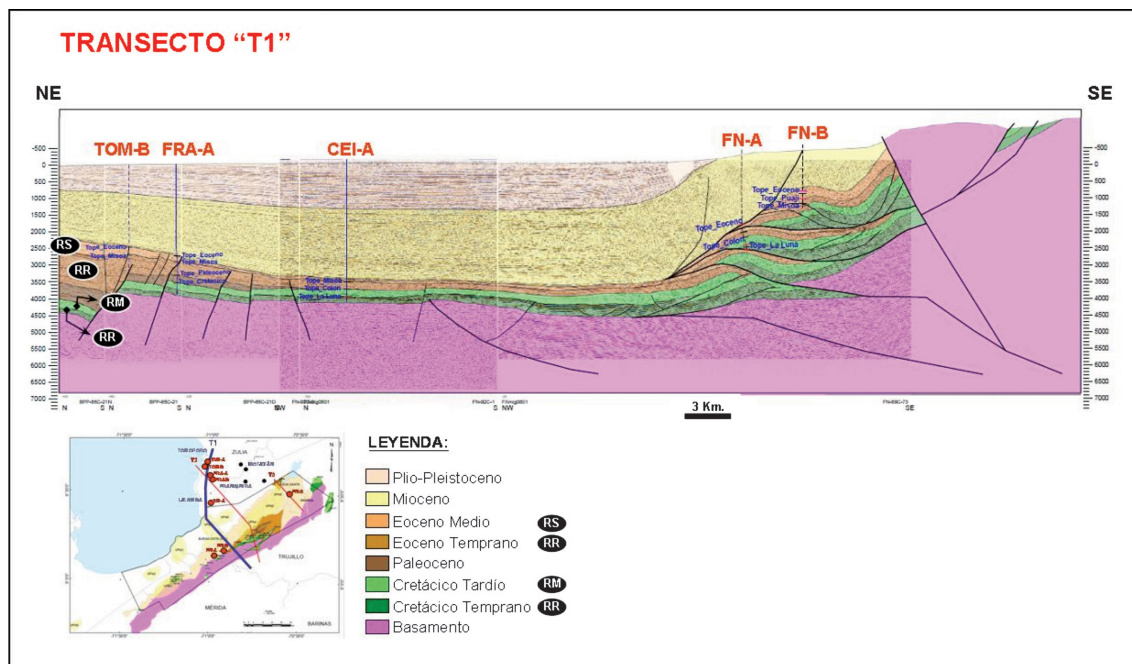


Figura 6. Interpretación estructural del transecto geológico regional T1.

Con base en las características observadas, el estilo estructural hacia el sur del área de estudio se define como grandes cuñas de basamento asociadas a corrimientos andinos que se insertan en la secuencia sedimentaria y generan estructuras tipo dúplex, formadas como pliegues por flexión

que despegan en la base de la sucesión sedimentaria, cortan como rampa a las unidades del Cretácico y Eoceno, y se desplazan sobre un despegue superior a lo largo de las lutitas eocenas de la Formación Paují (Figura 6). Estas lutitas actúan como un despegue muy eficiente debajo de la sucesión molásica miocena que es delaminada a lo largo de un gran retrocorrimiento, con vergencia al SE, a modo de un dúplex de techo pasivo. Los estratos miocenos de la Formación Betijoque ubicados por encima de los dúplex se hallan plegados por estas estructuras profundas, formando un sinclinal y un anticlinal, de rumbo NE, corroborados por numerosos datos de superficie al norte.

En la sección interpretada (Figura 6), varios kilómetros más al norte del frente de deformación, se observa un suave anticlinal debajo de los sedimentos neógenos de la cuenca de antepaís occidental que se disponen subhorizontalmente y sin plegamiento considerable. Esta característica, sumado a que los niveles superiores del Cretácico se hallan parcialmente erosionados y que los depósitos eocenos presentan un espesor reducido por encima de este anticlinal, sugieren una posible edad paleógena para dicha estructura. Este anticlinal, posiblemente pre-andino, posee una mayor probabilidad de entrapamiento de hidrocarburos, pero desafortunadamente se encuentra a niveles muy profundos (4000 ms).

Como es bien conocido, la evolución de la Cuenca de Maracaibo ha sido bastante compleja a lo largo del tiempo geológico, debido a una serie de invasiones y regresiones marinas que fueron determinantes para la sedimentación, tanto para la roca madre generadora de hidrocarburos como para los reservorios para almacenar los fluidos, aunado a varios periodos de orogénesis y epirogénesis que formaron las trampas adecuadas para acumularlos hasta la actualidad. Este conocimiento se ha incrementado gracias a la información provista por gran cantidad de perforaciones petrolíferas realizadas en la región del Lago de Maracaibo y por los levantamientos sísmicos que para la actualidad cubren cerca de un 85% de la extensión de la cuenca, complementándose con geología de superficie realizada en las periferias.

Para la generación de los modelados geoquímicos 1D se utilizó el *software* GENEX Versión 4.0.2 el cual permite realizar modelados en áreas tectónicamente complejas, así como también en áreas que no han sufrido procesos tectónicos. El programa permite reconstruir la historia de soterramiento de la cuenca, la madurez termal de la roca madre, y edades (a priori) de generación y expulsión de los hidrocarburos, el cual contempla los elementos estructurales (fallamientos o plegamientos) y estratigráficos (erosiones, *hiatus*, discordancias) de un área en particular, en una sola dimensión (1D). Por otra parte, se realizó la recopilación e integración de información estratigráfica, tectónica, petrofísica, ingeniería de yacimientos y geoquímica del área, entre ellas: topes, edades, espesores totales, espesores erosionados, porosidades, saturaciones de hidrocarburos, gravedades API, pruebas de producción de los yacimientos, entre otros. Dicha información se utilizó como dato de entrada en cada uno de los modelos. Para la evolución termal de los mismos se utilizó un flujo de calor variable, ajustado e integrado con la historia

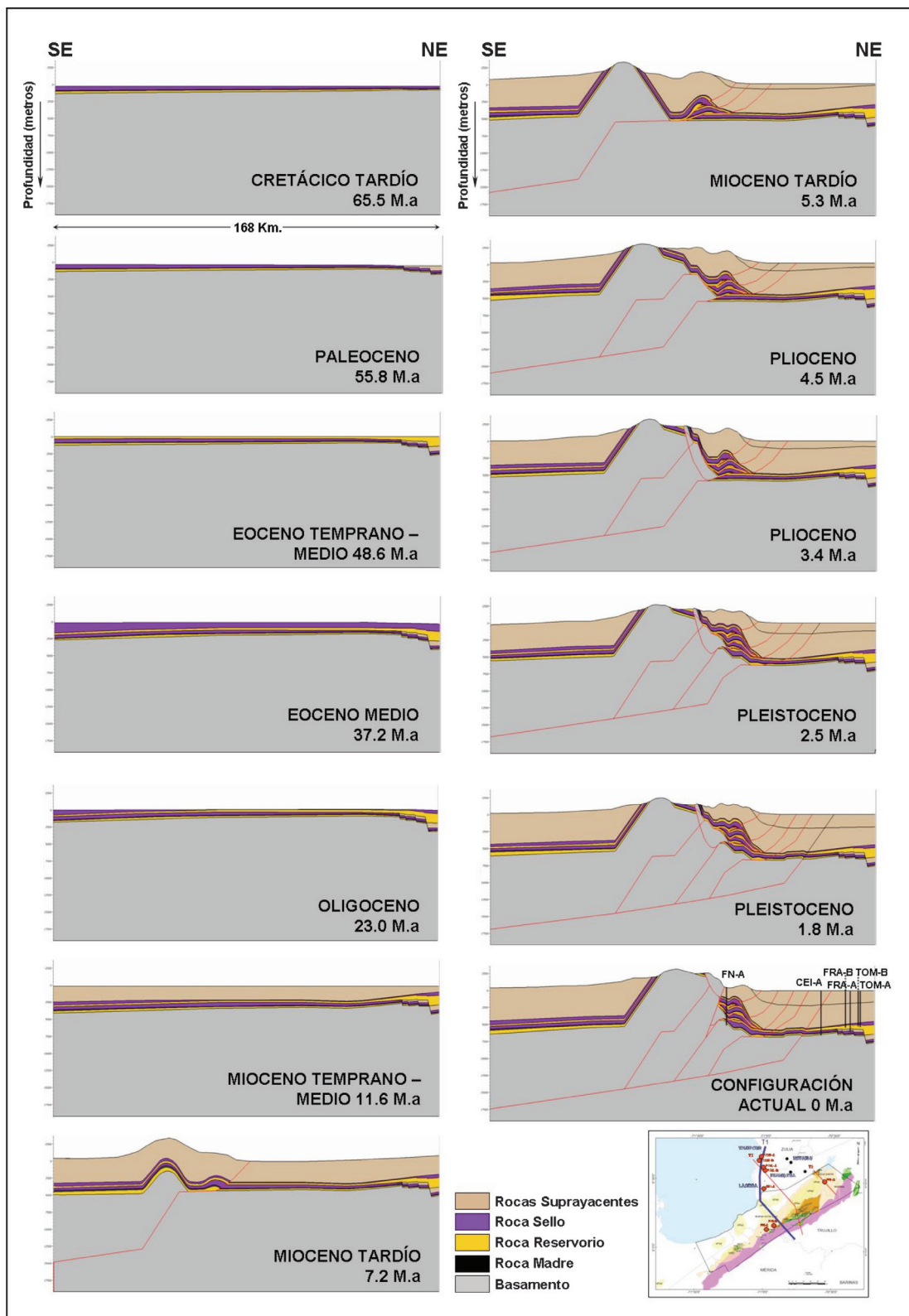


Figura 7. Modelo cinemático (*forward modeling*) del transecto T1 donde se observa la evolución y formación de las trampas en el área del Flanco Norandino.

evolutiva del área y con los datos de temperatura de fondo corregida (BHT). Para la calibración de la madurez termal, se utilizaron los datos de %Ro (porcentaje de reflectancia de vitrinita) de los pozos seleccionados.

La calidad de la roca madre en términos de COT y el IH original (calidad del querógeno para la generación de crudo y gas, así como el tipo de querógeno original), son los datos geoquímicos de entrada utilizados en cada uno de los modelos. En el caso de la Formación La Luna se utiliza el valor de COT original calculado (que para este caso se encuentra entre 4.0 a 5.0%) y un IH original de 600-700 mgHC/g COT. Los parámetros de cinética de la Roca Madre que se utilizaron para la generación de hidrocarburos fueron los reportados por la literatura donde consideran energías de activación entre 52 y 54 Kcal/mol, las cuales se probaron independientemente y se observó que al utilizar una u otra, no impacta en el timing, por lo cual se decidió utilizar para este caso, la cinética que posee por default el *software*, el cual contempla un querógeno tipo II típico.

RESULTADOS

Los resultados arrojados de los modelados geoquímicos 1D se observan en la Figura 8, que muestra las calibraciones termales de solo algunos de los pozos seleccionados, con los datos de reflectancia de vitrinita (%Ro) y temperaturas de fondo de pozo (BHT), las cuales evidencian un buen ajuste entre la data medida y la calculada por el *software*, obteniendo así una calibración bastante satisfactoria. Además, se observa que la madurez actual de la Roca Madre (Formación La Luna) varía de Sur (Campo La Ceiba) a Norte (Campo Tomoporo), desde ventana de generación de petróleo (valores de 0.9% de Ro) hasta ventana tardía de generación de petróleo (~1.3 %Ro), lo que concuerda muy bien con el mapa de tendencia regional de madurez termal actual de la roca madre (Audemard *et al.*, 2000) mostrado en la Figura 4.

Las correlaciones positivas de las calibraciones termales realizadas, permiten inferir que cada uno de los modelos 1D es confiable, soportados también por las calibraciones con los datos de porosidad y presión de los datos de pozos, por lo que los resultados arrojados en los gráficos de generación-expulsión de hidrocarburos, se consideran también aceptables, considerando un umbral de expulsión del 10%.

Estudios regionales en la Cuenca de Maracaibo (Zambrano *et al.*, 1995), han definido un área de generación en la porción nororiental de la cuenca desde el Eoceno Medio a Tardío, donde se inicia una primera fase de expulsión de hidrocarburos que migró hacia la porción suroccidental de la cuenca, cuando la Formación La Luna (roca madre activa desde este periodo) alcanzó niveles de madurez suficientes para la expulsión de fluidos (Figura 9). Para este momento las areniscas y lutitas Eocenas actuaron como reservorios y sello respectivamente para la acumulación de parte de los fluidos derivados de la roca madre.

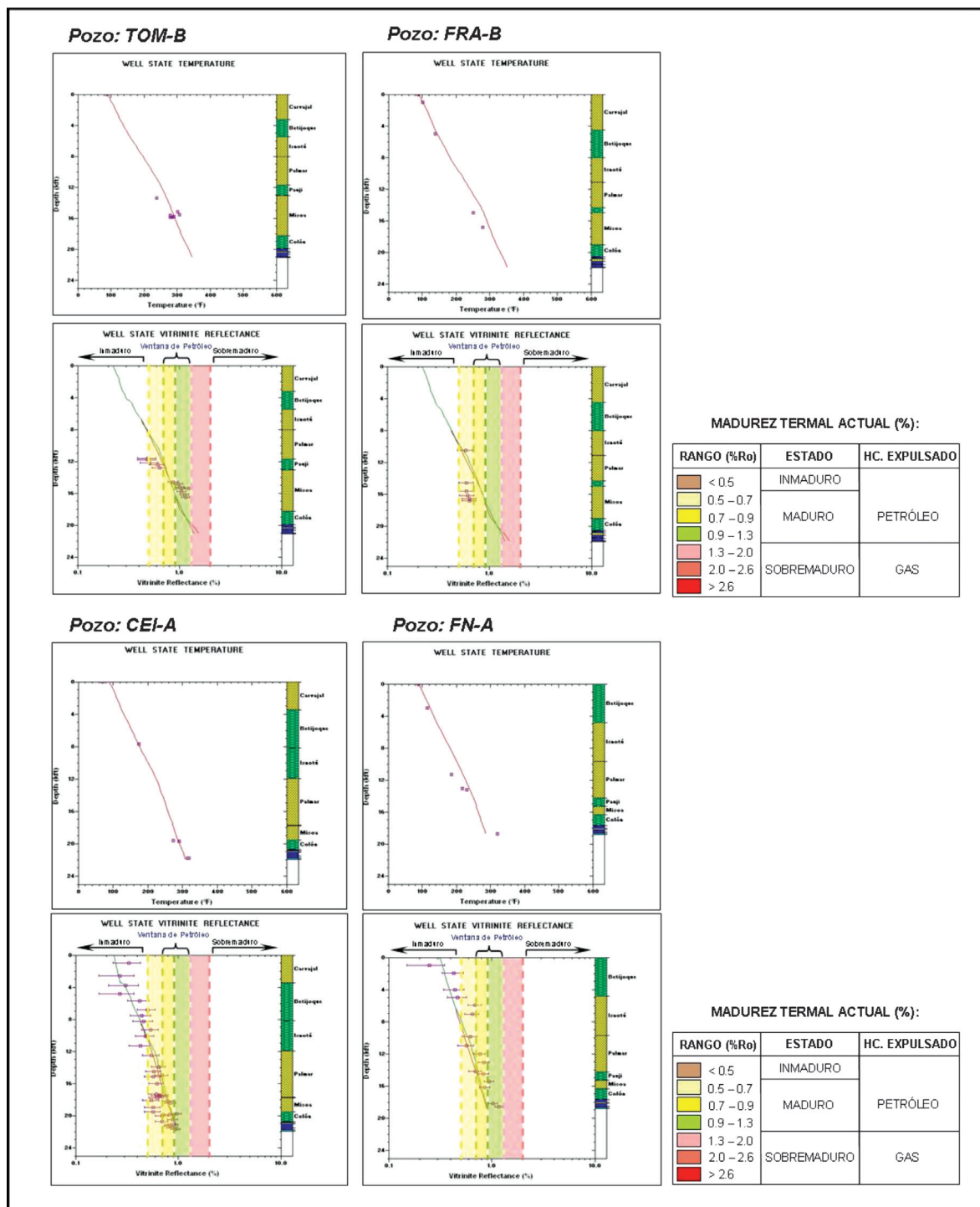


Figura 8. Resultados de las calibraciones termales producto de los modelados geoquímicos 1D.

Posteriormente, a finales del Eoceno y en el Oligoceno, ocurrió un intenso levantamiento. Durante este evento de deformación del Eoceno, todos los fenómenos estructurales (fallas y pliegues) iniciados en el Cretácico fueron reactivados. El evento fue seguido por periodos de erosión y planeación durante el cual grandes cantidades de sedimentos Eocenos fueron removidos. Esta época también marcó el comienzo de la inversión estructural de la cuenca hacia el suroeste.

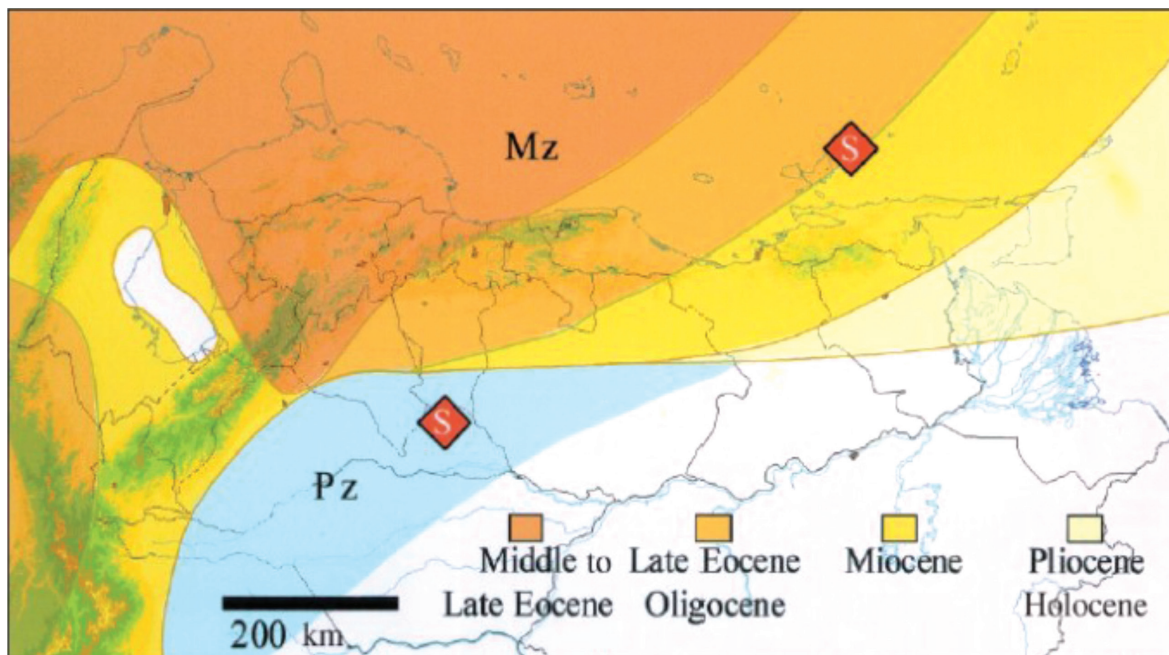


Figura 9. Mapa esquemático de edad de generación y expulsión de hidrocarburos para la roca madre (Formación La Luna) en Venezuela (Tomado de Zambrano *et al.*, 1995).

De acuerdo a los resultados arrojados por los modelos 1D (Figura 10), se identificó una primera fase de expulsión hacia la parte norte del área de estudio, específicamente hacia el Campo Tomoporo, donde se observa una expulsión-migración incipiente a partir de los 27 M.a., edad que coincide con el periodo final de la discordancia regional post-Eocena/Oligocena, la cual marcó un evento importante en la Cuenca de Maracaibo para la migración de fluidos. Mucho más al norte se han reportado edades de expulsión durante el Eoceno Medio a Tardío, con direcciones de migración noreste-suroeste, por lo que posiblemente durante el Oligoceno el petróleo almacenado en las arenas del Eoceno, empezara a migrar de nuevo y posiblemente parte de los fluidos se perdió por la erosión de los yacimientos pre-existentes, ocasionando a su vez biodegradación de los crudos por invasión de aguas meteóricas en los yacimientos expuestos por el levantamiento a pocas profundidades.

Posteriormente, el foco de generación migra hacia el suroeste y una segunda fase de expulsión-migración de hidrocarburos tuvo lugar durante el Mioceno Medio que cubre el área de Franquera (a partir de 14 M.a. aproximadamente). Para esta época, parte de la Cuenca de Maracaibo comprendida entre la Serranía de Trujillo, los Andes de Mérida y el límite oriental de la Serranía de Perijá, comenzó a subsidir y debido a esta profundización en el suroeste, la transgresión marina empezó en la parte central a depositar sedimentos sobre la superficie erosionada de la secuencia del Eoceno. La subsidencia de la cuenca continuó durante el Mioceno Tardío y el Plioceno, cuando el basculamiento cambió del suroeste hacia el sur, en dirección de la Antefosa Andina originando la formación de nuevos depocentros dentro de los cuales la roca madre alcanzó suficiente madurez termal. Durante esta época se depositó una gruesa secuencia clástica con características de sedimentos continentales en la Antefosa Andina.

Por último, una tercera fase de generación-expulsión-migración tuvo lugar durante el Mioceno Tardío hasta el Reciente (a partir de 9 M.a) que cubre el área de estudio. Durante esta época la deformación asociada al levantamiento de Los Andes, desarrolló una serie de escamas tectónicas, que aunado a la gran cantidad de sedimentos molásicos depositados, fueron responsables de la madurez termal de la roca madre alcanzada en las escamas más inferiores, las cuales entraron en ventana de generación de petróleo (0.7 – 1.3% de Ro) e incluso en ventana de generación de gas (> 1.3%). Esta última fase de migración pudo haber llenado las estructuras del sur del área desde el Plio-Pleistoceno al Reciente, debido a la actividad tectónica de Los Andes que recién finaliza en el Plioceno, con una dirección de migración sur-norte desde la Antefosa Andina.

Por otra parte los modelados muestran que la generación-expulsión de petróleo y gas de la Formación La Luna siguen un patrón muy similar y que el paso brusco de la ventana de petróleo en algunas zonas, y alcanzando inmediatamente la ventana de gas en otras zonas, es consecuencia de la gran cantidad de sedimentos depositados durante el Eoceno y Mioceno. En la actualidad, la Formación La Luna se encuentra en niveles de madurez ligeramente mayores a la fase de madurez de generación de hidrocarburos líquidos (>1.3% Ro), hacia la parte norte-noreste de la cuenca. Para este mismo periodo, la cocina eocena todavía continúa activa, contribuyendo así al llenado de las estructuras con condensado y gas seco. Hacia el área de estudio, la cocina mio-pliocena se encuentra en niveles de madurez dentro de los límites de la ventana de generación de petróleo (Figuras 8).

En resumen, los principales procesos de madurez, migración y entrapamiento de los hidrocarburos en el área fueron controlados por la evolución tectónica de la Cuenca de Maracaibo. Durante el Paleógeno, el desarrollo de un foredeep a lo largo del margen nororiental de la cuenca y la reactivación de fallas jurásicas relacionadas con el *rift* de la plataforma de Maracaibo, controlaron el marco estructural de las rocas madres y rocas reservorios. La migración de hidrocarburos es buzamiento arriba desde la roca madre a lo largo de los planos de las fallas norte-sur, principalmente hacia los reservorios clásticos de edad Eoceno suprayacentes, en la parte centro-sur de la cuenca.

El segundo período del sistema petrolífero de la Cuenca de Maracaibo es desarrollado durante la exposición subaérea de la mayor parte de la Cuenca de Maracaibo en el levantamiento Oligoceno-Mioceno de la vecina Sierra de Perijá y los Andes de Mérida.

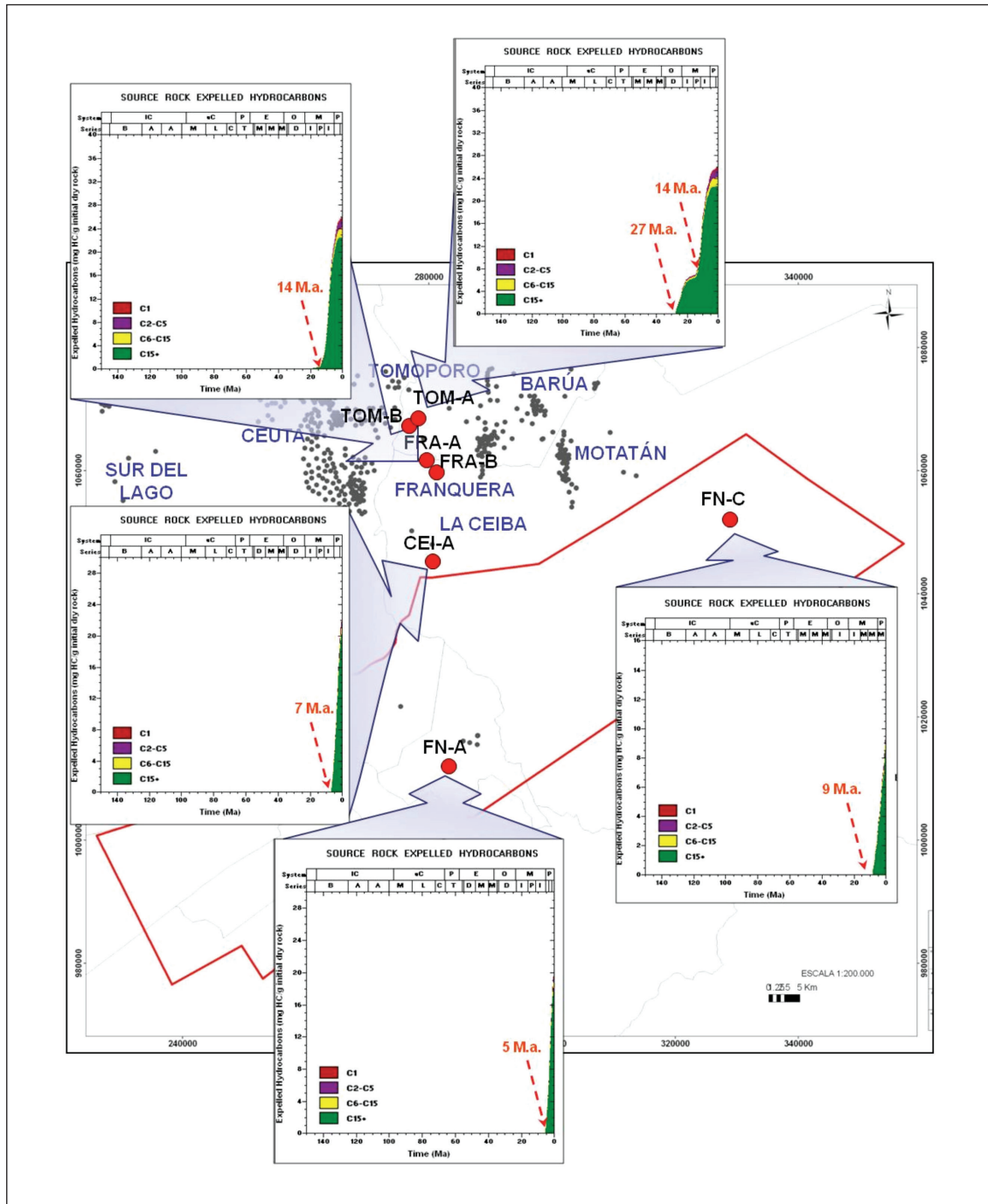


Figura 10. Edades de generación-expulsión de hidrocarburos que reflejan las diferentes fases de migración en el área de estudio, producto de los modelados geoquímicos 1D.

CONCLUSIONES

La evaluación del sistema petrolífero nos indica que los procesos de expulsión y migración de hidrocarburos son eficientes. El primer periodo de migración corresponde a una cocina de edad Eoceno Medio-Tardío la cual generó y expulsó hidrocarburos desde el NE de la cuenca hacia el SO, periodo en el cual las trampas estructurales eocenas estaban ya formadas, garantizando el llenado de las estructuras que comprenden los campos al norte de Tomoporo, que muy probablemente por los eventos que ocurrieron durante el post-Eoceno/Oligoceno se refleja parte de esta migración en el Oligoceno, como lo refleja el diagrama de expulsión en Tomoporo y que realmente la mayor contribución de hidrocarburos que llenen las estructuras de Tomoporo y Franquera sean por el segundo periodo expulsión-migración que ocurre en el Mioceno Medio.

Y por último, un tercer periodo de migración cubre el área del área de estudio con una cocina de edad Mioceno Tardío hasta el Reciente, producto de la gran cantidad de sedimentos depositados por el levantamiento andino desde el Mioceno Medio. La sincronización y la extensión regional de las cocinas, hacen que el área del Flanco Norandino en la Cuenca de Maracaibo sea un área exploratoriamente atractiva desde el punto de vista del sistema petrolífero reciente.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Gerencia de Proyectos Exploratorios y de Delineación, adscrita a la Gerencia General de Exploración, División Oriente, por permitir que este trabajo sea publicado en tan importante evento internacional.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| <p>Audemard, F., Ferrer, B., Pinzón, O., Hernández, G.,
Jaimes, M., Santiago, N., Lillu, A., Marquez, X.,
Serrano, I., Azpitiñaga, I., Violino, R., Taylhardat,
V., Bejarano, C., Ysaccis, R., Truskowski, I.,
Cabrera, E., Álvarez, M., Vera, P., Del Castillo, H.,
Bolívar, F., De Toni, B., Cantisano, M., Di Croce,
J., Duerto, L., Olivares, C., Petit, P., Coriat, R.,
Giral, W. y Gómez, M., 2000, Visión Integrada del
Potencial Petrolífero de Venezuela. Petróleos de
Venezuela (Atlas). PDVSA, Exploración-Caracas.</p> | <p>Blazer, R., 1979, Source rocks and hydrocarbon generation
in the Maracaibo Basin, Western Venezuela. Internal
Report, Ksepl, Shell, Rijswijk, Netherlands, 80 pp.
CoreLab, 1982, Regional geochemical study of the
Lake Maracaibo Basin, Western Venezuela. Inter-
nal Report, Lagoen, S. A., Caracas, 134 pp.
Gallango, O., Chin-A-Lien, M. y Talukdar, S., 1984,
Estudio Geoquímico Regional de la Cuenca de
Maracaibo. Informe técnico final: INTEVEP,
INT-00907,84, 192 p.</p> |
|--|---|

- González de Juana, C.; Iturralde de Arozena, J. & Picars, X. C. (1980). Geología de Venezuela y Cuencas Petrolíferas. 2 Tomos, Ediciones Funinves, Caracas.
- Hedberg, H. D., 1931, Cretaceous limestone as petroleum source rock in Northwestern Venezuela; AAPG Bulletin, V. 15, p. 229-246.
- Jordán, N. y Scherer, W., 1982, Petrografía Orgánica y Maduración de la Formación La Luna en su Sección Tipo, Cretáceo de Venezuela Occidental. Rev. Tecn. Intevep, 2(2): 109-120.
- Rod, E. y Mayne, W., 1954, Revision of Lower Cretaceous Stratigraphic of Venezuela; AAPG Bulletin, V. 38, p. 193-283.
- Russomanno, F. y Abud, J., 1982, Aspectos más resaltantes de la exploración petrolera en la Costa Occidental del Lago, I Jornadas Técnicas CORPOVEN, S.A. 216p.
- Stauffer, K. W. and Betoret, C., 1979, Evaluación del potencial petrolífero de la Cuenca de Maracaibo. Reporte interno, Corpoven, S. A., Caracas, 84 pp.
- Talukdar, S., Gallango, O. y Ruggiero, A., 1985, Formación La Luna y Formación Querecual de Venezuela: rocas madres de petróleo. Congreso Geológico Venezolano, Memoria 6: p. 3606-3642.
- Zambrano, E.; Vásquez, E.; Duval, B.; Latreille, M. y Cofinieres, B., 1971, Síntesis Paleogeográfica y Petrolera del Occidente de Venezuela. Memorias IV Congreso Geológico Venezolano, Caracas, p. 483-552.
- Zambrano, E., Ghosh, S., Pestman, P., Melendez, L., Bartok, P., Lorente, M., Duran, I., Pitelli, R., Rull, V., Mompart, L., White, C., Dominguez, C., Oropeza, S. y Travaglio, F., 1995, Síntesis Geológica, Marco Secuencial y Perspectivas Exploratorias del Eoceno de la Cuenca de Maracaibo (Grupo ESTEX).