

HISTORIA DE MADURACION TERMAL DE ROCAS MADRE DEL
CRETACICO SUPERIOR Y MIOCENO EN LA SUBCUENCA DE MATORIN

THERMAL MATURATION HISTORY OF UPPER CRETACEOUS AND
MIOCENE SOURCE ROCKS IN THE MATORIN SUB-BASIN

Richard P. George, Jr.¹ - Mercedes Socas B.¹

ABSTRACT

The allochthonous northern and the parautochthonous/autochthonous southern parts of the Maturín sub-basin of the Eastern Venezuela basin have distinctly different thermal maturation histories. In the allochthon, **Miocene** marine shales are immature. **Upper Cretaceous** source rocks of the allochthon generated large volumes of hydrocarbons as they rapidly approached their peak maturity, just before their thrust-related uplift during Miocene orogeny.

In the parautochthon/autochthon, both the Cretaceous and Miocene sections are presently attaining their maximum maturity. Maturity increases northward from less than 0.5%R_o in the Orinoco Oil Belt (OOB) to greater than 1.6%R_o along the axis of the foreland basin in the autochthon beneath parautochthonous thrust sheets. The northward increase of maturity corresponds to a systematic northward increase of depth of burial beneath Late Miocene to Recent basin fill.

We doubt that much of the oil in the OOB came from the Serranía del Interior allochthon, because of "timing" problems: the principal reservoir of the OOB was still being deposited at the time that thrusting broke potential pathways of lateral migration and that uplift froze further oil generation in the allochthon. We believe that most of the oil in the eastern OOB arrived by southwest migration from Upper Cretaceous source rocks in the Gulf of Paria/Trinidad area. That area's deformation (and, we infer, oil generation and migration) is **younger** than deposition of the OOB's reservoir and seal.

The eastward prograding, Late Tertiary/Quaternary Orinoco delta may have a self-contained petroleum system, because it contains organic-rich shales that are potential source rocks. Thus, prospects that target Late Miocene-Pliocene reservoirs in the eastern part of the Maturín sub-basin may not require charge from Cretaceous source rocks, in contrast to experience in the western part of the sub-basin.

RESUMEN

El sistema de fallas de Urica-Piritál-Quiriquire (al noreste de Venezuela) y su continuación en el Golfo de Paria y Trinidad (Sistema de fallas de Los Bajos-Galeota), divide la Subcuenca de Maturín en un dominio norte (alóctono) y un dominio sur (Fig. 1). Los perfiles y historias de maduración termal de los dos dominios son netamente distintos.

Los rasgos de lutitas marinas de la sección **Mioceno** en el dominio norte son inmaduros. En general, rocas madre del **Cretácico superior** en este dominio norte adquirieron su máxima madurez inmediatamente antes de la época de su acortamiento por corrimientos (un evento diacrónico cuyo edad varia desde el Mioceno temprano en el oeste de la subcuenca hasta el Mioceno tardío en Trinidad). Usualmente comenzaron a entrar en ventana de petróleo durante el Oligoceno (pero con un rango que va desde el Eoceno medio a Mioceno temprano, dependiendo de la ubicación). Su maduración se detuvo abruptamente durante el tectonismo del Mioceno, debido el levantamiento y erosión de la sección encima. Pues, el Cretácico generó volúmenes enormes de petróleo y gas antes del levantamiento Mioceno, pero después poco.

Tanto el Cretácico como el Mioceno en el dominio sur adquieren su máxima madurez hoy en día, y generan petróleo y gas. Una gran área del flanco sur de la subcuenca, incluyendo la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), todavía es inmadura. Pero hacia el eje sinclinal de la subcuenca, donde se soterran el

¹Lagoven, S.A., Depto. de Geología, Apdo. 8890, Caracas 1010A, Venezuela

Cretácico y el Mioceno inferior a profundidades más de 25,000 pies, la madurez de estas rocas aumenta sistemáticamente hasta la ventana de gas. Allí, el Cretácico superior empezó a entrar en la ventana de petróleo a partir del Mioceno temprano (18 Ma), debido al soterramiento profundo que comenzó con la acumulación rápida de los sedimentos del "foredeep" (cuenca antepaís). La tasa de maduración aceleró con la llegada de los bloques alóctonos encima. El área que entró la ventana de petróleo creció hacia el flanco sur hasta el presente, por el crecimiento del área sobre la cual acumularon gruesos depósitos post-tectónicos (por ejemplo, las Formaciones La Pica, Las Piedras, Mesa, y Paria).

Las rocas madre principales para el petróleo de la mitad oriental de la FPO (las zonas Hamaca y Cerro Negro) son del Cretácico superior (la asociación Guayuta-Naparima Hill). Dudamos que mucho del petróleo de Hamaca y Cerro Negro haya provenido del Cretácico de la Serranía del Interior (migración desde el norte hacia el sur), porque tal camino tendría problemas de sincronización ("timing"). Los dos componentes de este problema son lo siguiente (Fig. 2):

1. Las largas vías de migración lateral desde la Serranía hacia la FPO se rompieron durante el Mioceno temprano tardío por generación de corrimientos (entre 16.5 y 15.5 Ma) del bloque de Bergantín sobre el autóctono, a lo largo de los sistemas de fallas de Urica-Piritual y Urica-Furrial; y
2. El yacimiento principal de la parte oriental de la FPO (areniscas de la Formación Oficina, edad Mioceno medio) y su sello (lutitas de la Formación Freites) no habían sido depositados todavía en el tiempo que las fallas de corrimiento rompieron las vías de migración.

La mayor parte del petróleo en la FPO oriental proviene del Golfo de Paria y de Trinidad (migración secundaria desde el noreste al suroeste). Evidencias en favor de esta interpretación incluyen a continuación:

1. La asociación Guayuta-Naparima Hill de esa área fué capaz de generar 1.2 trillones (10^{12}) de barriles de crudo, la cantidad localizada en toda la FPO.
2. Los crudos de la FPO tienen composiciones consistentes con las rocas generadoras de tipo Guayuta-Naparima Hill (alta biodegradación de esos crudos dificulta su correlación definitiva por biomarcadores con el Grupo Guayuta).
3. Inferimos que por lo menos algunos de los crudos de la FPO fueron generados y migrados en el Mioceno medio tardío, porque las arenas más jóvenes (Zona de *G. fohsi robusta*, entre 12.5 y 11.5 Ma) de la Formación Oficina tienen texturas que implican su deposición en paleo-menes de crudo. Las únicas áreas conocidas con facies del Grupo Guayuta-Naparima Hill que estaban generando activamente hidrocarburos durante el Mioceno medio tardío y que han tenido una migración secundaria ininterrumpida hacia la FPO son el Golfo de Paria y Trinidad.

El delta del Terciario tardío y Cuaternario del río Orinoco probablemente contiene muchos intervalos de lutitas que son rocas madres potenciales. Las lutitas que corresponden a secciones condensadas de la Formación Carapita (especialmente las de 24.8 y 16.0 Ma) tienen tanto la riqueza orgánica como la madurez suficiente en las partes profundas de la cuenca para el haber generado billones (10^9) de barriles de crudo. Estas lutitas del Mioceno son una alternativa importante como roca madre en prospectos que involucren yacimientos del Terciario tardío en el área de Maturín este.

REFERENCIAS

- Chevalier, Y., 1993, A cross section from the oil-rich Maturín sub-basin to Margarita Island: Amer. Assoc. Petrol. Geol. - Soc. Venez. Geol., Guidebook, excursión de 11-14 Marzo, 1993, 165pp.
- Hedberg, H. D., 1950, Geology of the eastern Venezuela basin (Anzoátegui-Monagas-Sucre-eastern Guárico portion): Geol. Soc. Amer. Bul., v.61, p.1173-1216.
- Isea, A., 1987, Geological synthesis of the Orinoco Oil Belt, eastern Venezuela: Jour. Petrol. Geol., v.10, p.135-148.
- Sams, R. H., George, R. P., Jr., Nuñez, F. J., Barrios, F., y Roquett, M., 1992, New considerations of basin history from sequence stratigraphy in northern Monagas, eastern Venezuela basin: Mem. VI Congreso Venez. Geol., Soc. Venez. Ingenieros Geofísicos, Caracas, p.98-105.

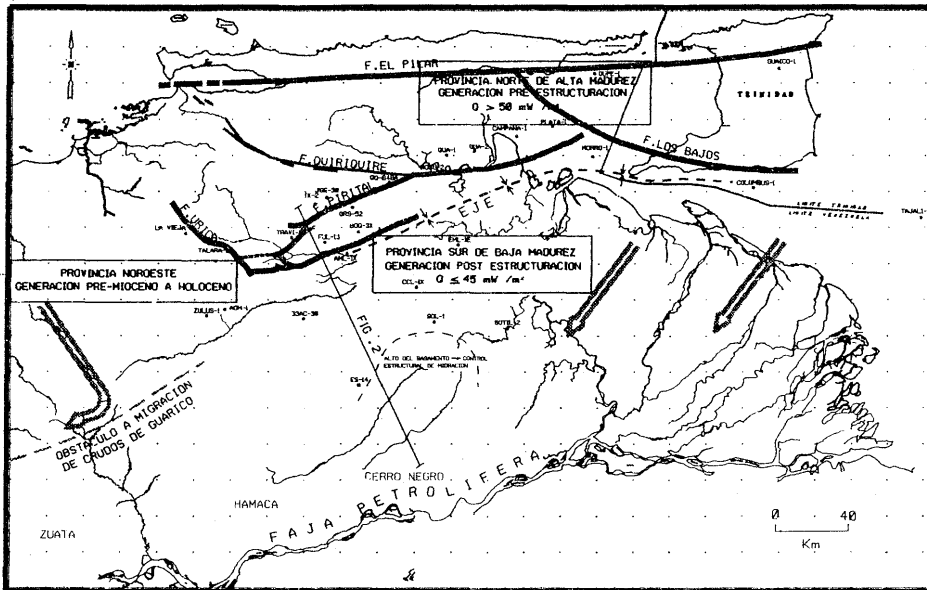


Figura 1. Mapa del área del estudio. Flechas gruesas indican tendencias regionales de migración secundaria.

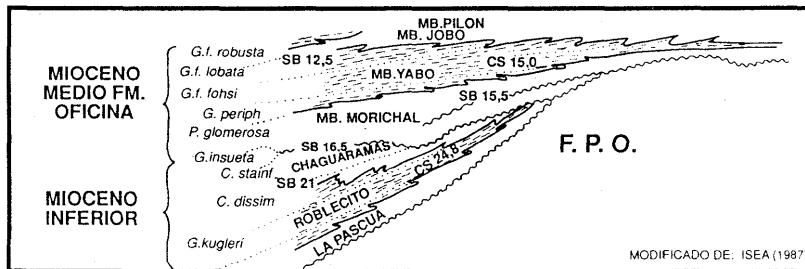
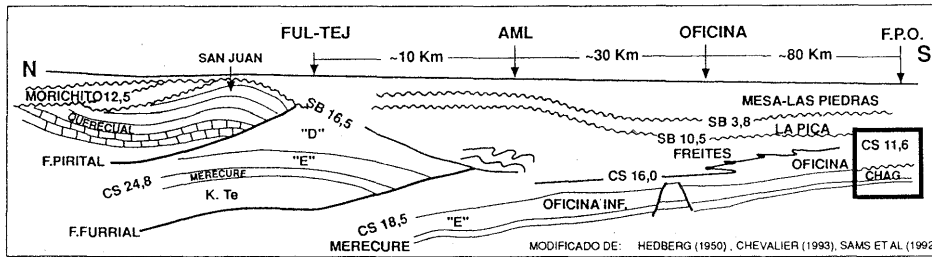


Figura 2. Cortes esquemáticos de la subcuenca de Maturín (note la escala horizontal variable). Ubicación del corte largo se muestra en Figura 1.