

## EL SISTEMA PETROLERO ORIENTE

Marco V. Rivadeneira M.  
Petroproducción, [mrivadeneira@petroproduccion.com.ec](mailto:mrivadeneira@petroproduccion.com.ec),  
[mrivadeneira54@yahoo.com.mx](mailto:mrivadeneira54@yahoo.com.mx)

**PALABRAS CLAVE:** Cuenca Oriente, estructuras, reservorios, roca madre, crudos

### RESUMEN

El Sistema Petrolero Oriente, de edad cretácica, está constituido por los reservorios arenosos Hollín Principal, “T”, “U” Y “M1”, que integran la parte inferior proximal de sendas secuencias, mientras que las lutitas y calizas depositadas en sus partes media y superior, son las rocas sello, y probables rocas madre. Las lutitas y calizas jurásico-tempranas de la Fm. Santiago, son también consideradas como potenciales rocas generadoras. Hollín es el reservorio de mayor importancia económica (33% del petróleo en sitio), seguido de “U” (27%), “M1” (18%), “T” (15%). El restante 7%, se acumula en la arenisca Tena Basal, Calizas “A”, “B” y arenisca “M2”. Más del 50% del petróleo en sitio, se concentra en los 5 mayores campos. Su calidad varía desde extrapesado hasta mediano y liviano. El contenido de azufre de los crudos, es inversamente proporcional al grado API. Las estructuras productivas son anticlinales de suave relieve, con excepción de los campos gigantes de la cuenca. Las trampas estructurales, se formaron como resultado de una inversión cretácico tardía y otra eoceno temprana.

### ESTRUCTURACION DE LA CUENCA ORIENTE Y ESTRUCTURAS PETROLERAS

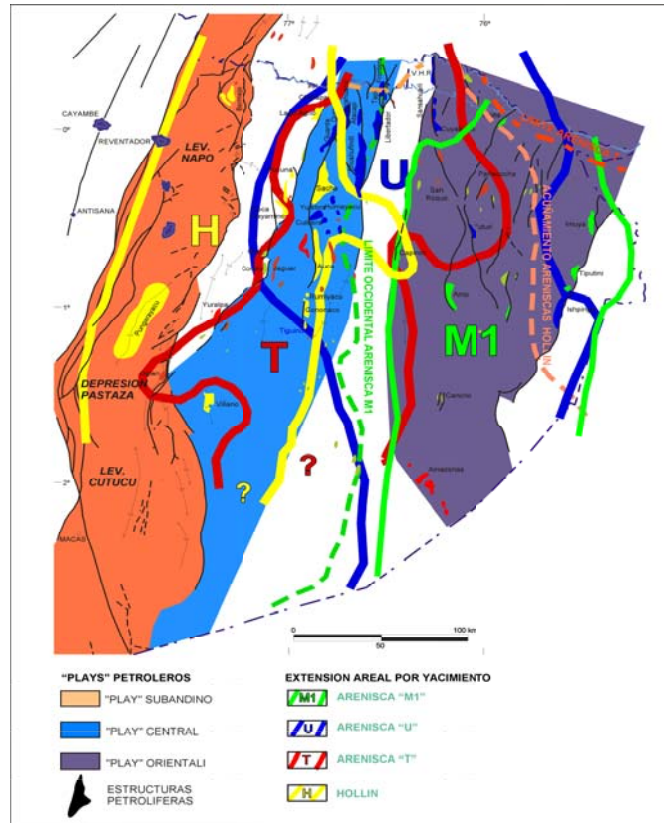
*Los “Plays” Petroleros de la Cuenca*, (Rivadeneira M., Baby P, 1999), presentan características propias de sus trampas y crudos. *El “play” Occidental*, de crudos extrapesados, adyacente a la cordillera Real, se encuentra en proceso de levantamiento y erosión, traducido en la destrucción parcial de la roca cobertera (campo Bermejo), hasta la destrucción total de la roca cobertera, incluida la roca sello en el caso del campo Pungarayacu, facilitando la degradación de sus crudos. *El “play” Central*, con mayor concentración de crudos, medianos y livianos, evoluciona a partir de la inversión de un graben jurásico y se caracteriza por fallas, de raíz profunda. *El “play” Oriental* de crudos pesados, se estructura como resultado de la inversión de fallas lítricas que limitaban semigrabens jurásicos.

Las estructuras petroleras, son el resultado de dos inversiones tectónicas, una del Cretácico tardío y otra del Eoceno temprano, siendo algunas de ellas afectadas por una la inversión Mio-Pliocénica. La estructura Tiputini-Tambococha es la de mayor relieve de la cuenca (Rivadeneira M., 2000), con 506’ de cierre estructural, seguida de las estructuras Shushufindi (371’), Ishpingo (275’), Sacha (240’) y Lago Agrio (200’). Las estructuras menores son de pequeños cierres (<50’). La mayoría de trampas, son anticlinales fallados, que muestran en algunos casos pliegues en echelón y estructuras en flor.

### ROCAS MADRE

*Las lutitas y calizas* Napo Basal-Techo Caliza “M2” (Alb. Tardío – Turon.), de las zonas Centro-Norte, NO y Centro-Oeste de la cuenca, tienen un kerógeno tipo I-algal y II-herbáceo

y la mayor riqueza orgánica, gracias probablemente a un fondo marino deprimido, con escasa a nula oxigenación. Hacia el E, NE y SE, predomina un tipo III-leñoso y IV-inerte, debido al acercamiento a las paleocostas, que se traduce en un incremento del aporte leñoso y disminución de la riqueza orgánica. En dirección SO, también disminuye el contenido orgánico, debido probablemente, a corrientes de fondo que oxigenaban los sedimentos.



**Fig.1. “Plays” petroleros y distribución regional de las acumulaciones de crudo por yacimiento.**

La materia orgánica presente en los depósitos arcillosos y carbonatados de Napo Superior (Coniac.-Campan.), tiene un aporte terrestre dominante, su riqueza es moderada, con buenos valores en una franja central, empobreciéndose hacia el ENE y Oeste de la cuenca.

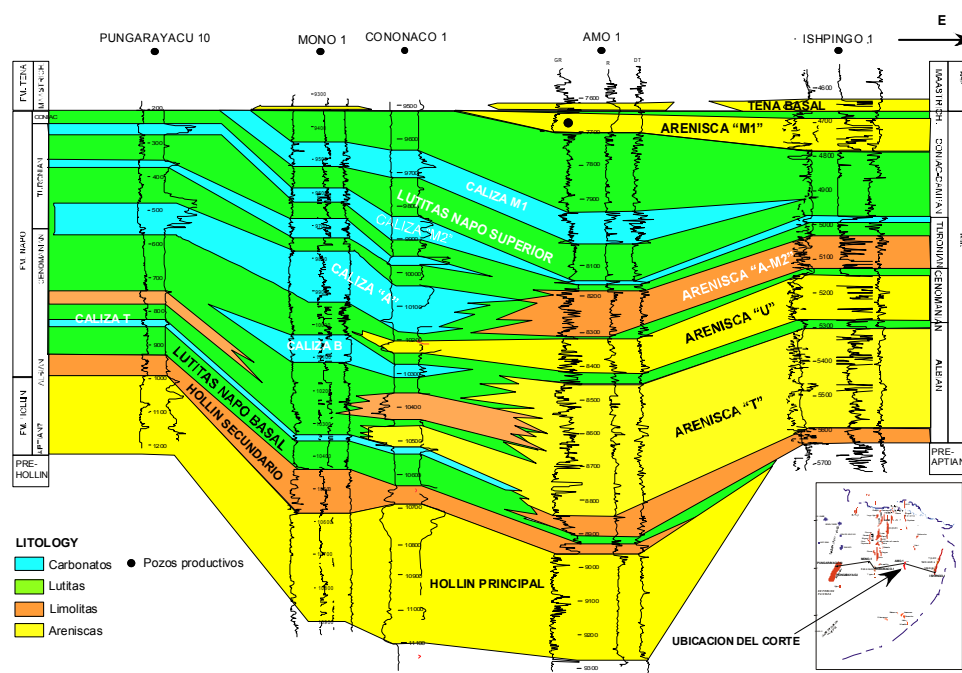
La ubicación de la cocina de generación, es uno de los problemas críticos, por cuanto en los límites actuales de la cuenca, el kerógeno Napo varía de inmaduro a marginalmente maduro.

**Las calizas y lutitas de la Fm. Santiago**, tienen valores de COT entre 0.4 y 4.60% (Rivadeneira M., 1985, Gaibor J. et al., 2004). La materia orgánica tipo III, predomina en el lado ecuatoriano (generadora de gas) y tipo II (generadora de crudo) en las cuencas peruanas (Wine G. Et al., 2002). Los sedimentos Santiago-Pucará, se encuentran en la etapa de generación de hidrocarburos líquidos (Ro- 0.72-1.10%) y de gas húmedo (1.34-1.87).

Los estudios geoquímicos realizados hasta la fecha, coinciden en señalar a las lutitas y calizas Napo como la roca generadora del crudo Oriente (Dashwood M. and Abbotts I. , 1990, Mello M. et al., 1995, etc.), a diferencia de los crudos de las cuencas Marañón, Huállaga y Ucayali del Perú en donde aparte del crudo derivado de la Fm. Chonta del Cretácico, se identifica una familia generada por sedimentos del Grupo Pucará (Wine G., et al., 2002).

## ROCAS RESERVORIO

**Hollín Principal (fig. 2)**, presenta en su parte inferior, facies fluviales, con estratificación cruzada, pasando hacia arriba a facies de desborde de canal y litofacies arcillo-limosas, de abandono de canal y de la correlativa llanura de inundación. Los ríos Hollín, a juzgar por los mapas de espesores netos arenosos, corrían preferentemente en dirección OSO y SSO. Hacia el E y NE, disminuye su espesor hasta acuñaarse, estando ausente en la zona de los campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini al Este y Vinita, Margaret al NE. En varios pozos de la cuenca (Palo Rojo 1, Shiripuno Centro 1, Guayusa 1, etc.), se desarrolla un cuerpo arenoso basal, cuya individualización, está dada por su contenido de agua salada que produce la deflexión negativa de la curva de potencial espontáneo (SP), constituyendo el registro de una primera transgresión cretácica temprana (Villagomez R., 1995).



**Fig.2. Corte estratigráfico esquemático, mostrando los principales reservorios cretácicos y los cambios litofaciales a través de la parte central de la cuenca.**

Sus propiedades petrofísicas son excelentes. En los campos en los que constituye yacimiento, su espesor que generalmente es mayor al cierre estructural, condiciona la existencia de un empuje de fondo, lo que unido a su alta permeabilidad vertical, produce entradas tempranas de agua, con riesgo de conificación, bajo altas tasas de producción.

**Las rocas reservorio, "T", "U" y "M1" (fig. 2)**, se depositaron sobre una superficie erosional, que marca una caída eustática, con desplazamiento de la línea de paleocosta hacia el oeste. El depocentro arenoso "T", se ubica al SE de la cuenca, con un eje ESE-ONO. El eje depositacional de la arenisca "U", es en cambio E-O, de forma lobular y se extiende en las partes media-central y norte del "Play" Oriental de la cuenca. Los dos reservorios disminuyen su espesor hacia el oeste (fig. 2), y pasan a litofacies glauconíticas. La arenisca "M1", se desarrolla casi exclusivamente en el "Play" Oriental, y su depocentro está al SE y Centro Este del mismo.

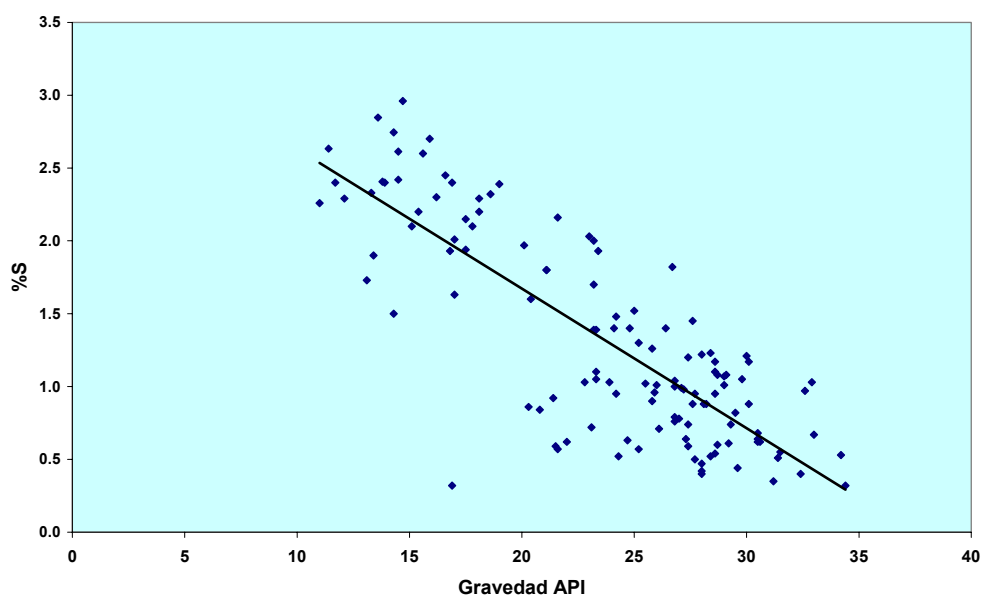
La calidad como reservorio, tiene una relación directa con la energía del medio depositacional y la posición dentro de las secuencias, siendo de importancia crítica, la superficie transgresiva marcada por la aparición de glauconita, que separa una arenisca inferior, de buenas a excelentes características petrofísicas, depositada en ambientes proximales y, el superior con

pobres características de reservorio, depositado en condiciones transgresivas distales: transicionales y de plataforma, con frecuente bioturbación (Shanmugan G. et al., 1998), que anula las propiedades de reservorio.

Los campos, con espesor de los reservorios “T”, “U” y “M1”, menor al cierre estructural, tienen inicialmente empuje lateral, que les permite producir a altas tasas, sin riesgo de ingresos tempranos del frente de agua, pero con la madurez del campo, pasa a convertirse en empuje de fondo, lo que se traduce en un incremento sostenido del % de BSW.

## CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO Y DISTRIBUCION REGIONAL

Los crudos Oriente fueron generados por carbonatos y arcillas, depositados en ambiente marino a marginalmente marino, y han sido definidos como de baja madurez térmica (Labogeo-Petroproducción-Guayaquil). Muestran una relación inversa entre contenido de azufre y grado API (fig. 3). Los crudos del N y NO (Bermejo, Tetete, Tapi-Tetete, Secoya, Frontera y Lago Agrio), con 28° a 34° API, tienen menos de 0.5 % en peso de azufre. Los del “play” Oriental (Amo, Bogui, Ishpingo, Tambococha, Ginta, etc), de 11 a 19° API, contienen sobre el 2% en peso de azufre. Similares características muestran algunos crudos del centro y centro oeste de la cuenca (Culebra, Auca, Jaguar, Oso, Puma, etc.). Los del Play “Subandino” y vecinos al mismo (Pungarayacu, Oglan, Villano), tienen entre 6 y 20° API, y un contenido de azufre superior al 2%.



**Fig. 3. Gravedad API de los Crudos Oriente vs. % S en peso, que muestra una buena correlación inversa.**

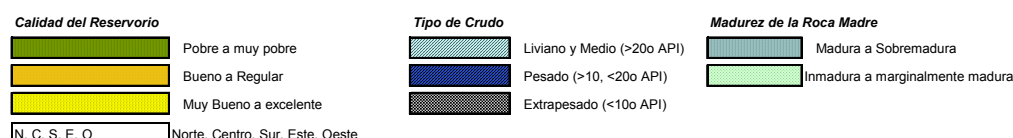
La relación inversa entre el contenido de azufre y la gravedad API, es común en los crudos, sin embargo, contenidos altos de azufre, se deben también a una roca madre carbonatada, ya que en las calizas, hay insuficiencia de iones metálicos, a diferencia de lo que sucede en los sedimentos arcillosos.

Algunos crudos pesados (Culebra-Yulebra-Anaconda, Auca, etc.), son producto de la degradación por bacterias, siendo el caso extremo, los crudos Pungarayacu. Para el crudo ITT (Ishpingo, Tambococha-Tiputini), su alta densidad, puede deberse a una roca madre de baja madurez térmica.

## ACUMULACIONES DE CRUDO POR RESERVORIO Y POR PLAYS

El “Play” *Occidental Subandino*, tiene alrededor de 5 mil 300 millones de barriles de crudo en sitio. El 99% se acumula en el yacimiento Hollín (figs. 1, 4), y de este el 86%, corresponde a las areniscas bituminosas Pungarayacu. “T” y “U” tienen un valor casi nulo como reservorio.

Reservorio	SUBANDINO		SACHA-SHUSHUFINDI			CAPIRON-TIPUTINI	
	N	C	O	C	E	O	E
Tena Basal							
M1							
M2							
U							
T							
Hollín							
Tipo de crudo	N	C	N	C	S	N	S
Tena Basal							
M1							
M2							
U							
T							
Hollín							
Edad de las estructuras (predominante)							
Mio-Plioceno							
Eoceno							
Turon-Maastricht							
Grado de madurez de Roca madre	N	C	N	C	S	N	S
Éxito exploratorio		40%		77%		69%	
POES (BLS)		19%		54%		27%	



**Fig. 4. Distribución esquemática cualitativa de las características más importantes de los principales elementos del Sistema Petrolero Oriente.**

El “Play” *Central*, con alrededor de 14,500 millones de barriles, es el más importante. El 35% y el 30%, se acumulan en “U” y Hollín respectivamente. “T” es el tercer reservorio con el 25%. El 50% del crudo Hollín está en el campo Sacha, mientras que Shushufindi acumula el 42% y el 31%, del petróleo en sitio del “Play”, en “U” y “T”.

En el “Play” *Oriental*, los crudos son pesados y en menor proporción medianos. El petróleo en sitio es del orden de los 9,600 millones de barriles. El 54%, acumulado en la arenisca M1 y el 30% en U. Acumulaciones menores en Tena Basal y marginales en Hollín y M2 (figs. 1 y 4).

## CONCLUSIONES

La facies arenosas inferiores de las secuencias, constituyen los reservorios con mejores características petrofísicas, cuya calidad se deteriora con el avance de la transgresión. Están sobreyacidos, por lutitas y calizas de plataforma, que son sellos y potenciales rocas generadoras depositadas cerca de los máximos de inundación, y en los prismas de alto nivel.

Los corredores tectónicos Occidental, Central y Oriental, conforman sendos “plays”, con particularidades en su evolución tectónica, formación de trampas, especialización de los reservorios, propiedades de los crudos y capacidad de preservación de los mismos.

Los crudos Oriente muestran una distribución geográfica clara, y una relación inversamente proporcional entre el % en peso de S y la gravedad API.

**AGRADECIMIENTOS.** *Se agradece la colaboración de Petroproducción, la Subgerencia de Exploración y Desarrollo de Petroproducción y del Dpto. de Proyectos Especiales por permitir la publicación del presente artículo.*

## **REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

**Bernal C., (1998).** **Modelo Teórico de Generación y Migración de Hidrocarburos de l Formación Napo en la Cuenca Oriente Ecuador.** *Tesis Inédita de Grado. Escuela Politécnica Nacional*

**Dashwood M., Abbotts I., (1990).** **Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador.** *En Classic Petroleum Provinces. Geological Society Special Publication 50, pp 8117. Geological Society of London. London.*

**Gaibor J., Hochuli, P. A., Winkler, W., Toro, J. (2004).** **Hydrocarbon Source Potential of the Santiago Formation, Oriente Basin, SE of Ecuador.** *Artículo en Revision en el Journal of South America Earth Sciences.*

**Dashwood M. & Abbotts I., (1990).** **Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador.** *En: J. Brooks, eds., Classic Petroleum Provinces, pp. 89-117.*

**Mello, M. R., Kotsoukos E. A. M., y Erazo W. Z. (1995).** **The Napo Formation, Oriente Basin, Ecuador: Hydrocarbon Source Potential and Paleoenvironmental Assessment.** *En: Katz B. J., Petroleum Source Rocks. Springer-Berlag, New York, 167-181.*

**Rivadeneira M. (1984).** **Los Reservorios Calcáreos de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.** *En Memorias del V Congreso Brasileiro e Conexpo ARPEL. Río de Janeiro.*

**Rivadeneira M., (1985); Evaluación Geoquímica de Rocas Madres de la Cuenca Amazónica Ecuatoriana.** *Informe Interno de Petroproducción.*

**Rivadeneira M. (1994).** **Los Reservorios Calcáreos de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.** *En: Memorias del V Congreso Brasileño de Petróleo y Conexpo Arpel 94, 12pp. Río De Janeiro, Brasil.*

**Rivadeneira M., Baby P., (1999).** **L Cuenca Oriente: Estilo Tectónico, Etapas de Deformación y Características Geológicas de los Principales Campos de Petroproducción.** *Petroproducción, IRD. Quito, Ecuador*

**Rivadeneira M., (2000).** **Geología del Petróleo de los Campos Ishpingo, Tambococha, Tiputini.** *Informe Interno de Petroproducción.*

**Rivadeneira M., Baby P., (2004).** **Características Geológicas Generales de los Principales Campos Petroleros de Petroproducción.** *En "La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo". IFEA, IRD, Petroecuador, pp. 229 – 295. Quito, Ecuador.*

**Shanmugan G., Poffenberger M., Toro J., (1998).** **Tide Dominated Estuarine facies in the Hollin and Napo ("T" and "U") Formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin, Ecuador.** *En Memories AAPG Annual Convention. Abstract. Salt Lake City, Utah. USA.*

**Villagomez R., (1995).** **Estudio de la Formación Hollín y la Transgresión Albiana en la Subcuenca Napo del Oriente Ecuatoriano.** *Tesis de Grado Escuela Politécnica Nacional*

**Wine G., Arcuri J., Martínez E., Fernández J., Calderón Y, Galdos C., (2002).** **The Hydrocarbon Potential of NE Peru Huállaga, Santiago and Marañón Basin Study.** *PARSEP. Perupetro. Septiembre 2002.*