

# CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE PETROPRODUCCIÓN

Marco RIVADENEIRA <sup>(1)</sup>, Patrice BABY <sup>(1, 2\*)</sup>

## Resumen

La Cuenca Oriente contiene las mayores acumulaciones de crudo dentro de la provincia petrolera Putumayo-Oriente-Marañón, con alrededor de 30 000 millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en cien campos. Se diferencian tres "plays" petroleros individualizados, con características propias de sus trampas y crudos. El play Occidental, adyacente a la cordillera Real de los Andes, está en proceso de destrucción por el levantamiento provocado por la última orogenia andina, que ha afectado las trampas, formadas en la primera etapa de la inversión tectónica (cretácico tardío-paleoceno), provocando la degradación de los crudos, con excepción del campo Bermejo. En él se ubica el campo Pungarayacu de areniscas bituminosas, que contiene el mayor volumen de crudo en sitio de la cuenca. Este play contiene el 18 % del petróleo en sitio de la cuenca. El play central, el más rico, y con las mayores reservas de crudos livianos, evoluciona a partir del rift jurásico abortado y se caracteriza por fallas profundas en flor, desarrolladas a partir de dos inversiones tectónicas: una cretácica tardía-paleocénica, y otra eocénica temprana. En él están los campos gigantes Shushufindi y Sacha. Contiene el 54 % del crudo en sitio de la cuenca. El play oriental el segundo en importancia con el 28 % del petróleo en sitio de la cuenca, contiene un campo gigante: Ishpingo. Sus estructuras se desarrollaron sobre semigrabens jurásicos como resultado de una inversión tectónica del eoceno tardío (aunque parece que en el cretácico tardío se produjo una primera inversión). Es un play con predominio de crudos pesados.

**Palabras claves:** *Cuenca Oriente, plays, geología, campos petroleros.*

---

<sup>(1)</sup> PETROPRODUCCIÓN, Casilla Postal 17-10-7019, Quito-Ecuador  
([mrivadeneira@petroecuador.com.ec](mailto:mrivadeneira@petroecuador.com.ec)).

<sup>(2)</sup> LMTG, IRD/CNRS/UPS, 38 rue des 36 ponts, 31400 Toulouse, France

[\* Dirección actual: IRD Perú, Casilla 18-1209, Lima 18 – Perú ([Patrice.Baby@ird.fr](mailto:Patrice.Baby@ird.fr))].

## 1. "PLAYS" PETROLEROS

La Cuenca Oriente (fig. 1) constituye el segmento más prolífico de la provincia petrolera Putumayo-Oriente-Marañón. En diciembre de 2001, contaba con un volumen original de petróleo en sitio de alrededor de 30 000 millones de barriles y reservas originales (probadas + probables) de 7 800 millones de barriles, de las cuales se habían producido hasta dicha fecha el 35 % (2 900 millones de barriles), que equivalen al 9,8% del petróleo en sitio.

En la Cuenca Oriente se han descubierto hasta el año 2001 ciento dos campos de crudo, de los cuales 59 se encontraban en producción, 12 estaban cerrados, y 31 campos descubiertos aún no habían sido desarrollados.

Esta cuenca ha sido segmentada en tres unidades tectónicas (cf. introducción de este libro), los que a su vez constituyen sendos "Plays Petroleros" (fig. 1) con características particulares de sus trampas, yacimientos y crudos.

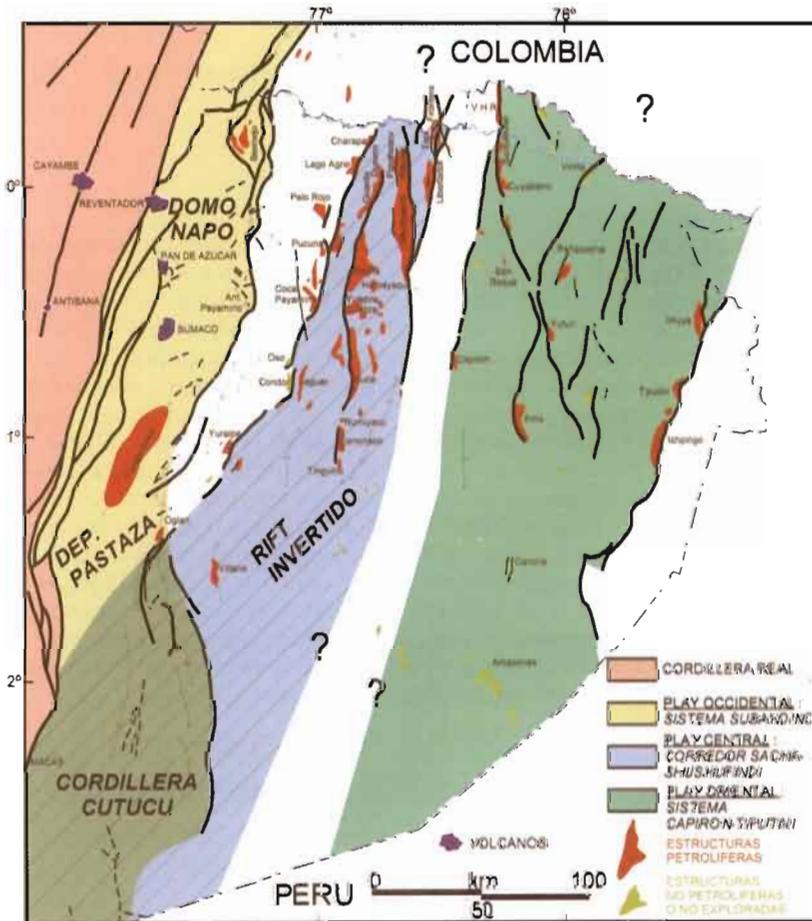


Fig. 1 – Mapa tectónico de la Cuenca Oriente, mostrando los "Plays" petroleros.

### 1. 1. El “play” occidental (sistema subandino)

Contiene apenas 4 campos: Bermejo (el único en producción), Rubí, Pungarayacu y Oglán. En él se acumulan 5 400 millones de barriles que representan el 18 % del total de petróleo en sitio de la cuenca.

Este es un “play” casi exclusivo de crudos, crudos pesados y extrapesados, acumulados en los campos Pungarayacu de areniscas bituminosas (6-10° API) y en el campo Oglán 11-13° API (fig. 1). Los únicos crudos livianos conocidos en este play se encuentran en el campo Bermejo, localizado cerca a la frontera con Colombia (fig. 1).

Tiene un patrón de alta concentración de crudo. El 85 % del total de petróleo en sitio de este “play” se encuentra en el campo Pungarayacu, con un volumen que varía entre 4 y 7 000 millones de barriles , respectivamente. Esta es la mayor acumulación de crudo de la cuenca Oriente, superior a la de los gigantes Shushufindi, Sacha e Ishpingo.

Su ubicación distal, respecto a la fuente de aporte detrítico, hace que sea el “play” con menor cantidad de reservorios arenosos: Hollín es de lejos el principal reservorio, seguido de Hollín Superior (o Arenisca Basal Napo) y Tena Basal. “T” y “U” están ausentes o representados por facies detríticas finas y/o calcáreas de calidad mala a nula como reservorio.

Los campos Bermejo y Oglán están asociados al sistema de transpresión dextral del Frente de Empuje subandino, cuya morfología en flor puede ser claramente observada (ver campo Bermejo en el 5.1. de este artículo). El campo Pungarayacu se ubica en el periclinal sur del gran anticlinal Napo-Galeras, el mismo que al tiempo cretácico-terminal empezó a actuar como una estructura positiva, como muestran los espesores mínimos de la sección post-Turoniana desarrollada sobre el techo de la caliza “M2”, evidenciado en registros de pozos y en varios afloramientos de este “play”. Esta tendencia positiva de la estructura creó condiciones favorables para la migración del crudo en dirección a la misma.

La gran movilidad tectónica del área, derivada de la última crisis andina que va del Mio-Plioceno hasta nuestros días, según muestran los levantamientos de las terrazas aluviales (Bès de Berc *et al.*, 2001), provocó en muchos casos la destrucción parcial o total de las trampas, exponiendo el reservorio Hollín a superficie como es el caso de la parte norte del campo Pungarayacu, cuyo crudo ha experimentado un grado de degradación extrema. Es un “play” petrolero, en proceso de destrucción.

### 1. 2. El “play” central (corredor Sacha-Shushufindi)

Es el más prolífico de la cuenca y concentra el mayor volumen de petróleo en sitio (15 500 millones de barriles), que constituye alrededor del 54 % del total descubierto en la cuenca. La distribución del crudo en este “play” muestra una cierta zonificación: en la parte Norte y Centro-Norte, se localiza la gran mayoría de campos con crudos livianos y medianos, mientras que hacia el Centro-Centro Sur, el crudo se va tornando de mediano a pesado.

Este, al igual que el anterior es un “play” con alta concentración de sus reservas de crudo. Cerca del 51 % del total del petróleo original en sitio del mismo se acumula en sus tres mayores campos: Shushufindi, Sacha y Libertador (fig. 1).

“U” es el reservorio que concentra los mayores volúmenes de reservas de este “play”, seguido de “T” y Hollín. Tena Basal y Hollín superior son reservorios secundarios. Escasas acumulaciones se encuentran en las calizas “A” y “B”.

La mayoría de campos se desarrollan en estructuras de suave relieve estructural, mostrando un relieve algo más pronunciado las estructuras Sacha, Shushufindi, Lago Agrio, Cononaco y algunas otras, limitadas por fallas de fuerte buzamiento que en algunos casos forman hacia arriba estructuras en flor.

A pesar de ser un play maduro desde el punto de vista exploratorio, su prospectividad sigue siendo alta, gracias a que la totalidad de sus trampas son antiguas (Cretácico Tardío-Paleoceno y Eoceno temprano), y por lo tanto cualquier estructura mapeada dentro de su dominio tiene una alta probabilidad de ser productiva.

### 1. 3. El “play” oriental (sistema Capirón-Tiputini)

Se ubica en el borde oriental de la cuenca (fig. 1). Acumula alrededor de 7 600 millones de barriles, que equivalen aproximadamente al 28 % del petróleo original en sitio de toda la cuenca. Muestra una cierta distribución areal en la calidad de los crudos, con predominio de los crudos medianos hacia el NNO, y de los crudos pesados en dirección centro y este. Hacia el sur, cerca de la frontera con Perú, se encuentran varios campos con crudos pesados y medianos.

El campo de crudo pesado Ishpingo (fig. 1), el mayor de este “play”, concentra el 34% del petróleo en sitio del “play” (2 700 millones de barriles). Le siguen en orden descendente los campos Yuturi e Iro con cerca de 600 millones de barriles de petróleo en sitio cada uno, Tiputini y Amo con volúmenes de crudo en el sitio entre 400 y 500 millones de barriles.

El principal reservorio desarrollado casi exclusivamente en este “play” es “M1”, siendo “U” el segundo en importancia. Acumulaciones menores se encuentran en Basal Tena, “T”, “M2” y marginalmente en Hollín.

Las estructuras petrolíferas están asociadas con anticlinales fallados, desarrollados sobre semigrabens jurásicos (ver Díaz *et al.*, capítulo 1 de este libro), producto de una inversión tectónica del Eoceno Temprano o de varias reactivaciones como en el caso del “trend” Ishpingo-Tambococha-Tiputini, **que experimentó una primera inversión eocénico-tardía y la última reciente** (cf. Díaz *et al.*, capítulo 1 de este libro). La mayoría de fallas son lítricas y según la información sísmica tienen un nivel de despegue en el basamento (Balkwill *et al.*, 1995).

## 2. ROCAS RESERVORIOS

### 2. 1. Ambientes sedimentarios

La base de los reservorios Hollín, “T”, “U” y “M1” está asociada a descensos en el nivel del mar, correlacionables con los ciclos eustáticos de Haq *et al.* (1987) que

corresponden a límites de secuencias de segundo y tercer orden, de hace 112 Ma para Hollín, de 98, 94 Ma, para “T” y “U” respectivamente y de 80 Ma para “M1” (ver capítulo 2 de este libro). Estas caídas, según White *et al.* (1995), habrían originado incisuras de pequeño relieve en la plataforma marina cretácica, debido a la suave pendiente de la misma, que se constituyeron en valles muy poco profundos, en los que se formaron estuarios y deltas con fuerte influencia mareal, depositándose facies de areniscas aluviales en las partes proximales de la cuenca (hacia el este), pasando por areniscas de canales y barras de marea, culminando en las partes distales (hacia el oeste) con areniscas glauconíticas intercaladas con lutitas y calizas de plataforma marina. Todos los reservorios tienen un desarrollo cíclico similar, ya definido por Shanmugan *et al.* (1998), quién plantea una evolución deposicional semejante a la antes indicada para los reservorios Hollín, “T” y “U” del campo Sacha, pero no está de acuerdo con que estos se desarrollaron en valles socavados generados por un descenso del nivel del mar.

*Scientific Software Intercomp* (SSI), por su parte, define modelos deltaicos con influencia aluvial y mareal para los reservorios “T” y “U” de Shushufindi, Libertador, Atacapi, Parahuacu y Cuyabeno-Sansahuari. Igual modelo plantea CMG para el campo Cononaco. Petroproducción (1995) propone un modelo similar para las areniscas “T” y “U” del campo Libertador.

## 2. 2. Calidad de los reservorios

En la mayoría de los casos, la calidad de los reservorios está ligada a los subambientes sedimentarios, deteriorándose sus propiedades petrofísicas de los de mayor energía (canales aluviales, canales distributarios, canales mareales) a los de menor energía (depósitos de plataforma) y, como generalmente los reservorios Hollín, “T”, “U” y “M1” forman parte de procesos transgresivos, la mejor calidad de los mismos se encuentra a la base, degradándose generalmente en dirección hacia el techo.

Procesos diagenéticos de disolución mejoran marginalmente la calidad del reservorio. Hay procesos de cementación y formación de arcillas autigénicas, que afectan las propiedades petrofísicas. Las arcillas presentes en las areniscas en orden de importancia son: caolinita (en la gran mayoría), siguiendo la esmectita, la illita y la clorita.

La porosidad predominante es intergranular, encontrándose en pequeña escala porosidad intragranular (especialmente en los feldespatos).

Las calizas “A” y “B” son reservorios marginales cuya única porosidad es de fracturas ya que las mismas son mayoritariamente “mudstones” y “wackestones”.

## 2. 3. Edad y composición litológica de los reservorios

Los principales reservorios productivos de la cuenca son Hollín del Aptiano (?)-Albiano Medio, “T” del Albiano Superior, “U” del Cenomaniano Superior y “M1” del Campaniano (Jaillard, 1997). Están conformados en sus partes inferiores por areniscas cuarzosas, generalmente limpias, con porcentajes menores de feldespatos. Hacia arriba, las litofacies areno-limosas transgresivas se tornan cuarzo-glauconíticas y calcáreas. Un reservorio arenoso de menor importancia es la arenisca Tena Basal del Maastrichtiano.

Reservorios marginales constituyen la caliza "B" del Cenomaniano, cuya única producción comercial se obtuvo del pozo Charapa 1, que produjo crudo de 29-30° API, la caliza "A" del Turoniano con crudo de 29° API en un pozo del campo Bermejo y, la arenisca M2 del Turoniano, con producción de crudo de 31° API en un pozo del campo VHR.

### 3. FORMACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS Y ACUMULACIÓN DE CRUDO

Las estructuras petrolíferas de la cuenca Oriente se desarrollaron en dos etapas:

1. Turoniano superior-Maastrichtiano (sincrónico a la depositación de la secuencia Napo Superior-formación Tena);
2. Eoceno inferior a medio (sincrónico a Tiyuyacu inferior).

A partir del Paleoceno inferior —es decir luego de la primera etapa de estructuración—, la casi totalidad de anticlinales productivos estudiados del "play" Sacha-Shushufindi y varios otros de los demás "plays" estaban en capacidad de acumular hidrocarburos. La excepción constituye los campos Cuyabeno-Sansahuari y Pucuna, que recién se estructuran en la segunda etapa, es decir en el Eoceno inferior. *Al tiempo Eoceno Tardío, absolutamente todas las estructuras de los campos estudiados podían acumular crudo, por lo que Bernal (1998) lo define como el momento crítico del Sistema Petrolífero Napo de la Cuenca Oriente*, ya que la migración parece se dio en este tiempo, sin descartar otras migraciones posteriores.

En el Plioceno, se inicia una nueva reactivación tectónica que se continúa en la actualidad, provocando una deformación adicional de varias de las estructuras petrolíferas: campos Ishpingo, Tiputini, Tambococha del "play" oriental; Bermejo y Oglán del "play" occidental; Yuralpa y otras ubicadas entre los "plays" central y occidental. Esta deformación reciente provoca la destrucción de trampas en el "play" occidental, como es el caso del campo Pungarayacu, que por efecto del levantamiento iniciado hace 10 millones de años y acentuado hace 5, sufrió la erosión de gran parte de la roca cobertera, quedando al descubierto en su parte norte el reservorio Hollín, lo que produjo la degradación del crudo por efecto de la oxidación del mismo y la biodegradación por acción de las aguas meteóricas.

### 4. ALGUNAS CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS

En el "play" occidental subandino, el crudo Hollín del campo Bermejo es el crudo de mayor calidad de la cuenca tanto por su gravedad (tabla 1), cuanto por tener el menor contenido de azufre (0,32-0,44 %) en peso, níquel (1,7-3,8 ppm.) y vanadio (1,3-10,1 ppm.).

En el "play" Central Sacha-Shushufindi, los crudos livianos y medianos predominan en el norte, destacándose los crudos del reservorio "T" de Secoya, Atacapi, Frontera, Shushufindi y Shuara por su bajo contenido de azufre (tabla 1). Los crudos pesados se desarrollan en dirección sur, evento que se corresponde con el incremento en el contenido de azufre, inversamente proporcional a la disminución de la gravedad API, encontrándose crudos altamente sulfurados (>2%) en el reservorio "T" de

CORREDOR	CAMPO	RESERVIORIOS - TIPO DE CRUDO										CRUDOS - CONTENIDO DE AZUFRE							
		Holl	T	Cal	U	Cal	A	M2	M1	BT	Holl	T	Cal	U	Cal	A	M2	M1	BT
SUBANDINO	Bermejo																		
SACHA - SHUSHUFINDI	Frontera																		
	Tapi-Tetete																		
	Charapa																		
	Lago Agrio																		
	Guanta-Dureno																		
	Atacapi																		
	Parahuacu																		
	Shuara																		
	Secoya																		
	Shushuqui																		
	Pichincha																		
	Shushufindi																		
	Sacha																		
	Huamayacu																		
	Pucuna																		
	Coca-Payamino																		
	Culebra-Yulebra																		
	Yuca																		
Auca																			
Rumiyacu																			
Cononaco																			
Tiguino																			
CAPIRON-TIPUTINI	VHR																		
	Sansahuari																		
	Cuyabeno																		

CALIDAD DE LOS CRUDOS

pesado <20 API  
 mediano 20-30 API  
 liviano > 30 API



CONTENIDO DE AZUFRE (% EN PESO)

<0.50  
 [0.5, 1.0]  
 [1.0, 2.0]  
 >2.0



Tabla 1 ~ Calidad de los crudos y contenido de azufre.

Cononaco y en los reservorios “U” de los campos Culebra-Yulebra-Anaconda y Auca. La tabla 1 muestra las características principales de los campos de cada “play”, los mismos que están ubicados yendo de arriba hacia abajo con cierta equivalencia geográfica N-S.

En el norte del “play” oriental (fig. 1, tabla 1), predominan los crudos medianos con menos del 1 % de azufre, mientras que, en dirección sur y este del “play”, se desarrollan los crudos pesados (Bogui-Capirón, Apaika, Amo, Tiputini, Ishpingo, Tambococha) con alto contenido de azufre, que sobrepasa el 2 %.

## 5. CAMPOS DEL PLAY OCCIDENTAL “SISTEMA SUBANDINO”

### 5. 1. El campo Bermejo

#### 5. 1. 1. Breve reseña histórica

El campo Bermejo fue descubierto por Texaco, operadora del consorcio Texaco-Gulf, con la perforación del pozo Bermejo Norte 1 que arrancó el 29 de abril de 1967, alcanzó la profundidad de 4 310’ y fue completado el 25 de mayo de ese mismo año. Tuvo producción de gas de Hollín Superior, y 1 010 bpd (barriles de petróleo por día) de 36° API de Hollín Inferior.

Su incorporación a la producción se produce en agosto de 1984, con 329 bpd (promedio mensual). En enero de 1986, alcanzó para el período en que fue operado por CEPE y Petroproducción su pico máximo de producción con 7 625 bpd. En julio de 1999, producía 3 769 bpd. Tras su calificación como campo marginal es entregado a una compañía privada, quién logra elevar la producción hasta niveles que bordean los 7 000 barriles de petróleo/día.

#### 5. 1. 2. La estructura Bermejo y su evolución

Los anticlinales Bermejo constituyen la parte occidental de una estructura en flor (figuras 2 y 3), asociada a la gran falla del Frente Subandino. La estructura tiene una edad maastrichtiana como evidencia el cambio de espesores entre su parte oriental alta y el lado occidental hundido, que indica un crecimiento sin-sedimentario de la misma al tiempo Tena Inferior (fig. 4). El levantamiento Bermejo está siendo afectado con la última reactivación tectónica, que ha provocado la erosión hasta niveles Terciarios.

El anticlinal principal conocido como Bermejo Sur está limitado por una falla con forma de media luna, de orientación NNE-S-SSE, y el anticlinal Bermejo Norte está limitado al occidente por otra falla paralela que se extingue en dirección sur (fig. 2).

#### 5. 1. 3. Ambientes sedimentarios de los principales reservorios

*La Formación Hollín* se depositó en un ambiente aluvial a la base, pasando a un ambiente de planicie costera, con presencia de estuarios influenciados por mareas (Souza Cruz, 1988; White *et al.*, 1995; Barragán *et al.*, capítulo 1 de este libro), rematando con depósitos de plataforma marina, característico de los núcleos y afloramientos del Sistema Subandino.

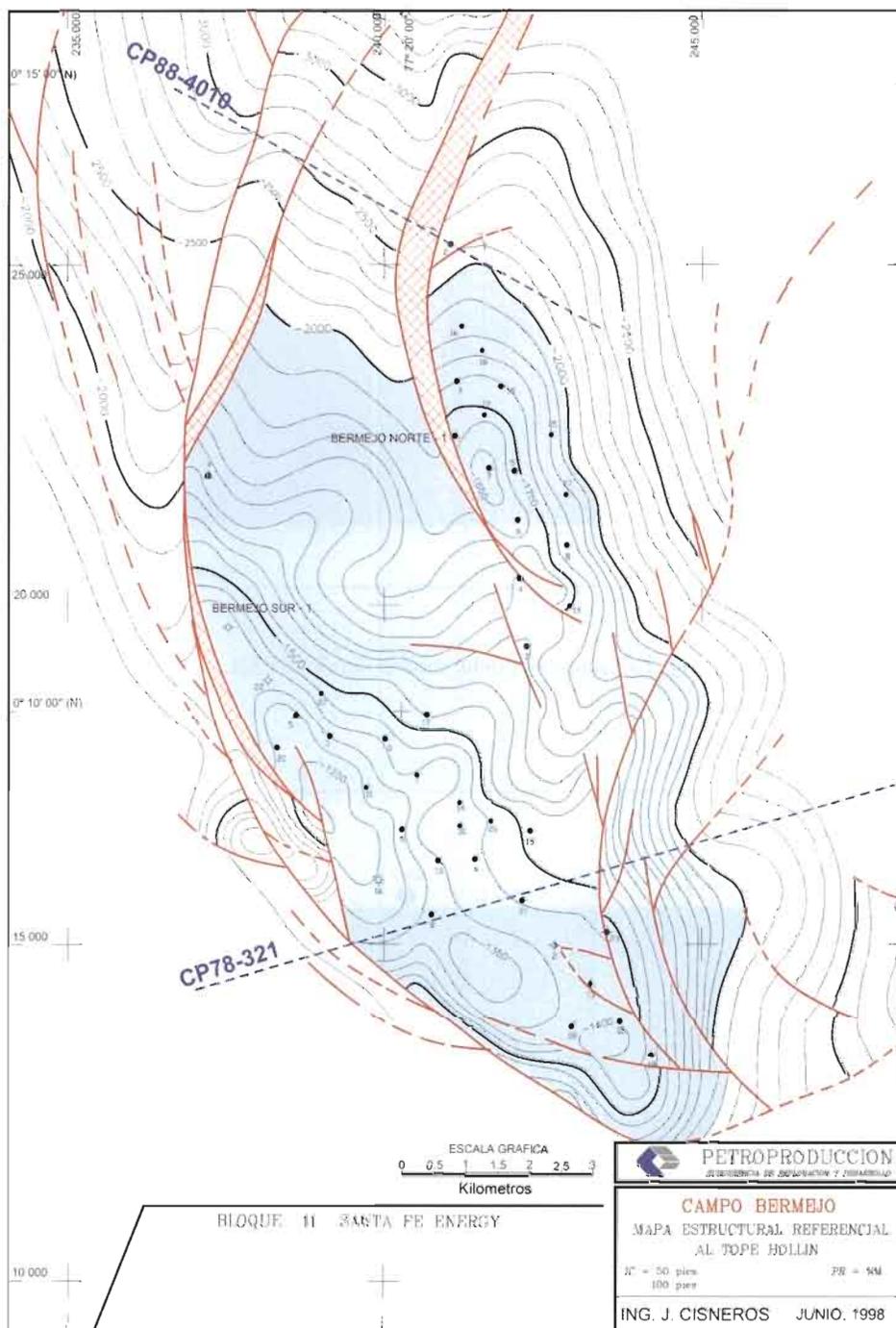


Fig. 2 – Campo Bermejo: mapa estructural.

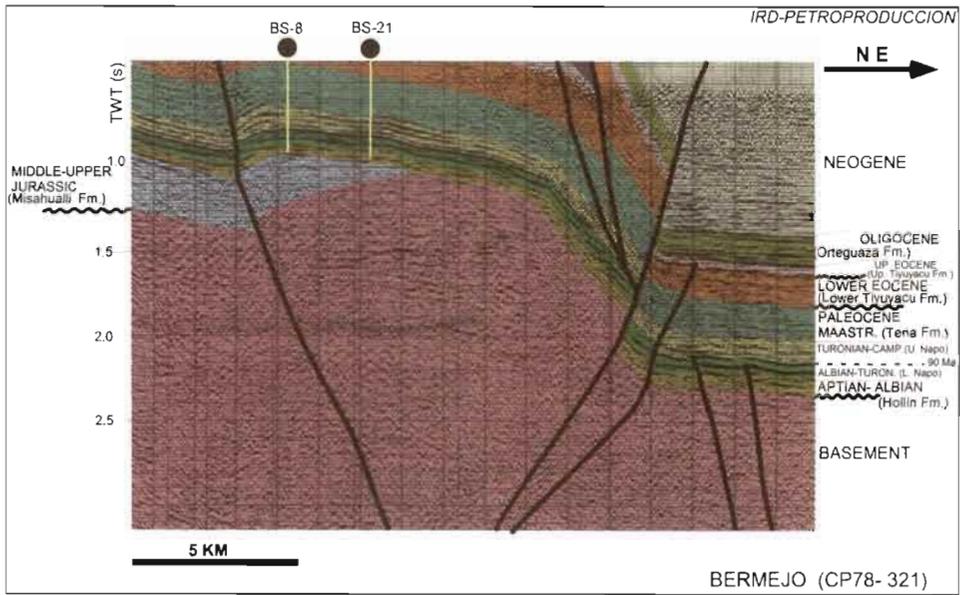


Fig. 3 – Campo Bermejo: sección sísmica CP321.

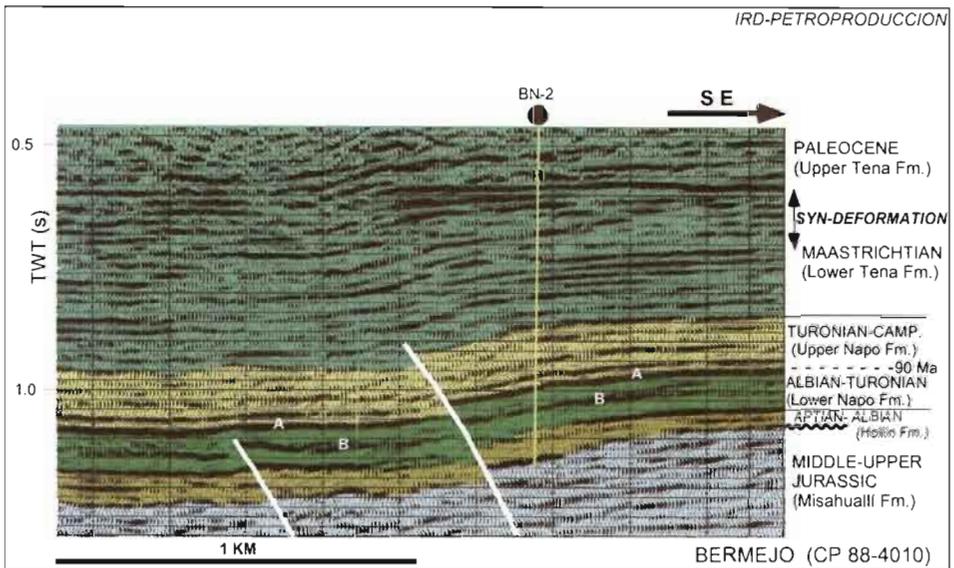


Fig. 4 – Campo Bermejo: sección sísmica CP88-4010.

La caliza "A", que constituye yacimiento de crudo en el pozo Bermejo N-2, fue descrita en núcleos de los pozos Bermejo N-6, Bermejo N-16 y Bermejo N-19 (Rivadeneira, 1994, Jaillard, 1997). El ambiente es anóxico, de muy baja energía, como refleja el alto contenido de materia orgánica de las calizas y margas, predominantemente de color negro y la ausencia de organismos y actividad bentónica. El medio de depositación fue bastante somero, como atestiguan las frecuentes estructuras de desecación que hablan de períodos de exposición subareal de las mismas, lo que evidencia que éstas se depositaron en un medio regresivo, progradante y que según Jaillard (1997) constituye el depósito de alto nivel de la secuencia.

#### 5. 1. 4. Características de los crudos

El crudo Hollín tiene una gravedad API de 34°, el crudo proveniente del reservorio caliza "A": 31° y el de Tena Basal: 30°. Los contenidos de azufre varían entre 0,32 y 0,44 %P (tres muestras) para el crudo Hollín. Son de 0,58 % para el crudo de la caliza "A" y entre 0,89 y 0,94 %P (2 muestras) para el petróleo del reservorio Tena Basal.

La relación pristano/fitano en dos muestras del crudo Hollín es de 1,36 y 1,50, lo que indica un fuerte componente terrestre en la roca madre generadora.

#### 5. 1. 5. Volcanismo

Existe una amplia actividad volcánica, representada por una serie de cuerpos ígneos localizados en Napo Medio (Turoniano) y Napo Superior (Coniaciano-Campaniano) y tobas cerca al contacto entre las formaciones Tiyuyacu Inferior y Superior. Se ha definido la presencia de varios cuerpos basálticos que en el caso del pozo Bermejo N-16 es de tipo olivínico, hipoabisal, y está localizado al nivel de la caliza A, mientras que en el pozo Bermejo 4, parece tratarse de un flujo de lava ubicado estratigráficamente en la parte inferior de Napo Superior. En la localidad La Pizarra, a orillas del río Aguarico, se describen tobas en una sección silicificada bajo el contacto Napo-Tena, que puede corresponder a la zona M1 (Rivadeneira *et al.*, 1995). En la sección correlativa del pozo Bermejo N-2, se describen varios cuerpos volcánicos.

### 5. 2. El campo Pungarayacu

#### 5. 2. 1. Breve reseña histórica

Este campo contiene la mayor acumulación de crudo de la cuenca Oriente. La etimología de varios nombres geográficos locales como el del campo, tomado de uno de los ríos que lo cruzan y cuyo significado en quechua, la lengua de los aborígenes de la zona es río (yacu) de brea (pungara), el río Hollín nominado así posiblemente por el color negro de sus abruptos márgenes en las que aflora la formación Hollín de areniscas bituminosas, habla del conocimiento ancestral de la presencia de manaderos de brea, la misma que era utilizada para el calafateo de las canoas y posiblemente para el encendido de mechas.

CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), antecesora de Petroecuador, realizó el levantamiento geológico del área entre finales de los setenta e inicios de los

ochenta. Con el fin de cuantificar la acumulación de crudo, procede a perforar a inicios de los ochenta, 26 pozos de cateo con muestreo continuo de núcleos, siendo su profundidad final 377 y 1 239’.

Este campo tiene la mayor acumulación de crudo en sitio de la cuenca con alrededor de 4 000 millones de barriles según un estudio desarrollado por la Cia. Arco en 1992.

### 5. 2. 2. *La estructura del campo*

Pungarayacu se ubica en la provincia de Napo, extendiéndose entre la Cordillera de Guacamayos al norte y Puerto Napo al sur (fig. 1), es decir en el periclinal sur del Levantamiento Napo (fig. 5) que constituye una gran estructura positiva (fig. 6), cuya formación arrancó con la primera inversión tectónica conocida en la cuenca como indica la brusca disminución del espesor de la sección suprayacente al techo caliza M2, respecto al espesor encontrado en los pozos, ubicados al norte (campo Bermejo) y sur (campo Oglan). Esta posición elevada respecto al resto de los terrenos orientales a partir del cretácico tardío permitió la migración y la gran acumulación de crudo en esta estructura, la misma que con la última inversión fue levantada y la erosión en la parte norte del campo hizo aflorar la formación Hollín, la misma que se profundiza en dirección sur.

### 5. 2. 3. *Ambientes sedimentarios de los principales reservorios*

*La formación Hollín*, el principal reservorio de este campo, se depositó sobre los terrenos volcánicos y volcanoclásticos Misahuallí, en un medio aluvial. A la base de los canales, son comunes los conglomerados, al igual que la estratificación cruzada planar y tabular. Jaillard (1997) obtuvo en los afloramientos de la cantera del río Misahuallí (ubicada a unos pocos kilómetros río arriba a partir de la desembocadura en el río Napo), direcciones predominantes de paleocorrientes ONO y secundarias NNO. En la parte media de la formación, la energía del medio decrece y parece instalarse una llanura aluvial con depósitos de arcillas, limos y presencia frecuente de restos de plantas y ámbar. Hacia la parte superior se observa una nueva reactivación de la energía del medio con areniscas de un ambiente de planicie costera, con presencia de estuarios influenciados por mareas (Souza Cruz, 1988; White *et al.*, 1995; Barragán *et al.*, capítulo 1 de este libro).

La arenisca conocida como *Hollín superior*, el segundo reservorio de este campo es similar al resto de la cuenca, esto es areniscas glauconíticas calcáreas con intercalaciones de lutitas negras. Jaillard (1997) describe además hacia el techo areniscas calcáreas pasando a calizas arenosas glauconíticas con bivalvos gruesos. La depositación se produce en un ambiente marino marginal, probablemente muy somero que remata con el depósito de la caliza “C” y lutitas Napo Basal en un ambiente neto de plataforma.

### 5. 2. 4. *Características de los crudos*

No se han realizado mediciones, pero se calcula una gravedad de 6° API en la parte norte y de 10,5° en el pozo Pungarayacu 16, ubicado al sur del campo (en Puerto

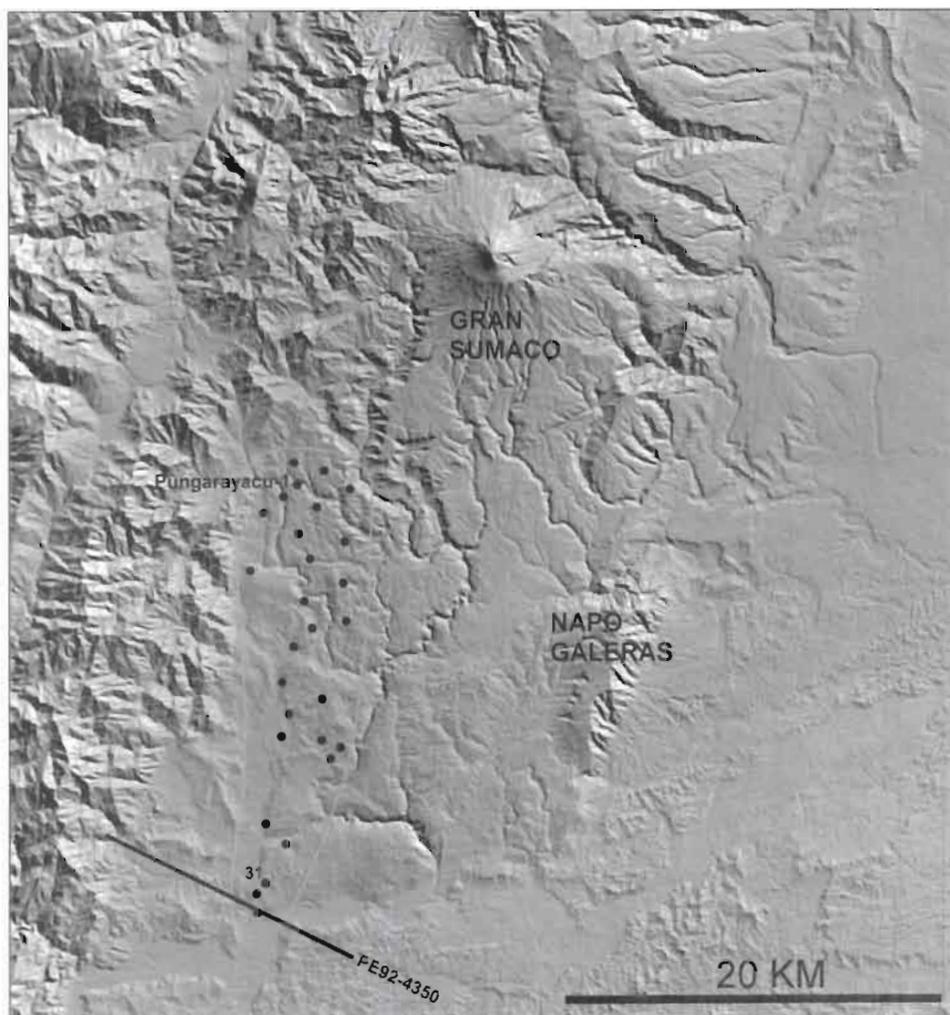


Fig. 5 – Ubicación y extensión del campo Pungarayacu en el hundimiento sur del Levantamiento Napo (modelo numérico de relieves construido a partir de datos SRTM de la NASA, 2000).

Napo, junto al río del mismo nombre). Esta gravedad API es deducida del hecho de que, en el registro de resistividad se observa ya una segregación entre el crudo y el agua de formación, con presencia de un contacto agua-petróleo, lo que indica que este crudo es ligeramente más liviano que el agua. En este último pozo, fluyó algo de crudo con agua.

En un solo análisis conocido, se tiene una relación Pristano/Fitano de 0,94 que indica un crudo de origen marino con importante aporte terrestre.

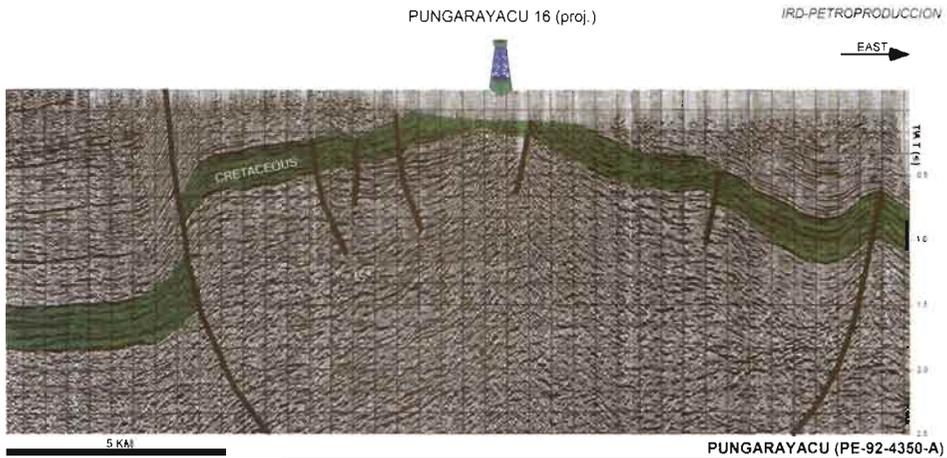


Fig. 6 – Campo Pungarayacu: sección sísmica PE-92-4350-A.

## 6. CAMPOS DEL “PLAY” CENTRAL SACHA-SHUSHUFINDI

### 6. 1. El campo Shushufindi-Aguarico

#### 6. 1. 1. Breve reseña histórica

El campo Shushufindi fue descubierto en 1969 con el pozo Shushufindi I, cuya perforación arrancó el 4 de diciembre de 1968 y alcanzó una profundidad de 9 772'. Las pruebas efectuadas a partir del 10 de enero de 1969, arrojaron 2 621 bpd (barriles de petróleo/día) de 32,5° API y 2 496 bpd de 26,6° API de los reservorios “T” y “U” respectivamente.

En la recomendación de perforación realizada por los geólogos de Texaco (1968), se establece como principal objetivo a la formación cretácica Hollín, basados en los resultados del pozo Lago Agrio I y, solo como “objetivos atractivos secundarios”, las areniscas “U” y “T”. Además sobre la base de un significativo “draping” de los sedimentos Tiyuyacu del Eoceno sobre la falla oriental de la estructura, deducen un origen pre-eocénico de la misma, considerando que este “crecimiento estructural temprano” es el factor clave para la acumulación de hidrocarburos en la Cuenca Oriente (presunción que demostró ser cierta).

Shushufindi es el verdadero El Dorado tras el cual se lanzaron Pizarro y sus huestes, el mismo que se escondía no en un reino mágico sino en las entrañas de la amazonía, El Dorado que sería descubierto varios siglos después. Shushufindi está entre los gigantes mundiales y, la perfección de su sistema le ha permitido entregar a Ecuador la mayor riqueza natural, al haber en los primeros meses del año 2002 sobrepasado los 1 000 millones de barriles.

La producción del campo arrancó en agosto de 1972, alcanzando su pico en agosto de 1986 con un promedio diario para ese mes de 126 400 barriles.

En este campo se han perforado alrededor de 120 pozos, doce de los cuales han acumulado una producción individual de más de 20 millones de barriles, estando entre ellos el pozo estrella de toda la cuenca Oriente: el Shushufindi-20 que cuenta con una producción acumulada de alrededor de 35 millones de barriles. La productividad de este pozo es tan extraordinaria que el solo tiene mayor producción que la mayoría de campos pequeños y medianos de Petroecuador.

Este campo tuvo reservas iniciales probadas de 1 590 millones de barriles, que representan el 21,5 % de todas las reservas de la Cuenca Oriente, restando aún alrededor de 600 millones de barriles por ser producidos. Su producción total equivale al 35 % del total producido en el país. Este campo ha entrado ya en su etapa de madurez, y está ya envejeciendo, tras producir como un reloj perfectamente engranado sobre los 100 mil barriles diarios hasta abril del año 94, cuando inicia un descenso sostenido hasta que al presente se encuentra con una producción de alrededor de 50 000 bpd.

Históricamente este campo no ha dado mayores problemas en su operación, gracias a la nobleza de los reservorios y a la perfección de su sistema hidrodinámico. Sin embargo en la actualidad plantea un reto mayor, que es el de determinar el régimen óptimo de producción en su etapa de depletación final.

#### *6. 1. 2. La estructura Shushufindi y su evolución*

El anticlinal Shushufindi tiene una orientación N-S y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una tercera denominada Aguarico, dispuesta en echelón que cambia su dirección a NO-SE (fig. 7). Su flanco oriental está limitado por un sistema de fallas en transpresión dextral, las mismas que son parte de una gran estructura en flor (fig. 8) de raíz muy profunda.

A la base de la caliza "A" del Turoniano, la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho entre 6 y 7 km. Su máximo cierre estructural se ubica en el Alto Shushufindi Sur con 371'; le sigue el Alto Shushufindi Norte con 341' y, finalmente el Alto Aguarico con 223'.

La formación de la estructura se produce en la primera etapa de inversión tectónica es decir durante el Turoniano Terminal-Maastrichtiano, evidenciada en el periclinal sur de Shushufindi por la presencia de un "onlap" sobre el reflector caliza "A" (fig. 9) y por deformación sin-tectónica de los sedimentos Napo Superior y Tena (figs. 9, 10 y 11).

#### *6. 1. 3. Características litológicas de los principales reservorios*

*Arenisca "U"* (SSFDI A-68). Es una arenisca cuarzosa, con presencia ocasional de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La caolinita es la arcilla predominante. Presenta cemento silíceo (SSI, 1991). La porosidad descrita es intergranular y ocasionalmente intragranular por disolución de los feldespatos. Tiene una porosidad promedio de alrededor del 19 %.

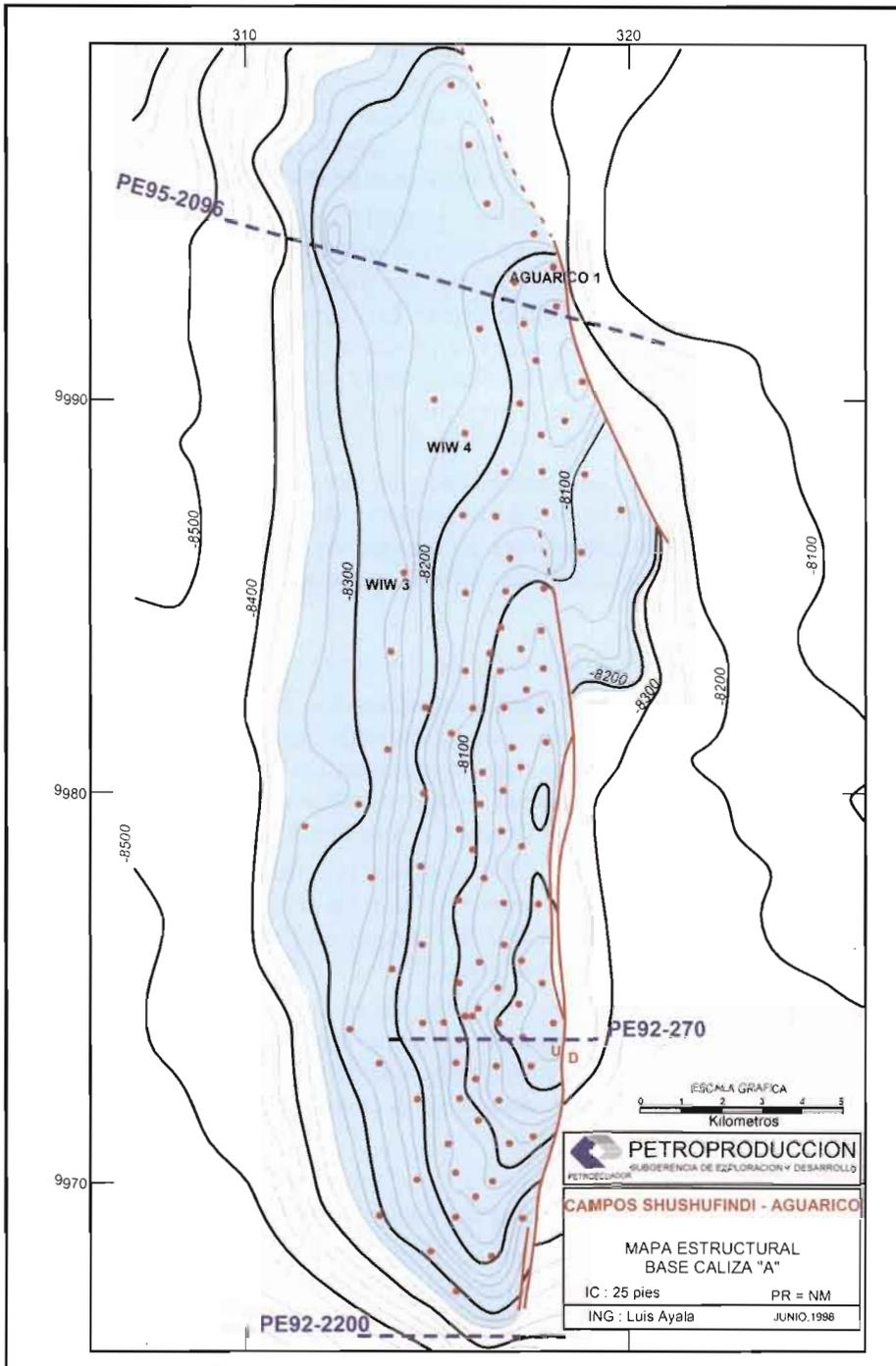


Fig. 7 – Campo Shushufindi: mapa estructural.

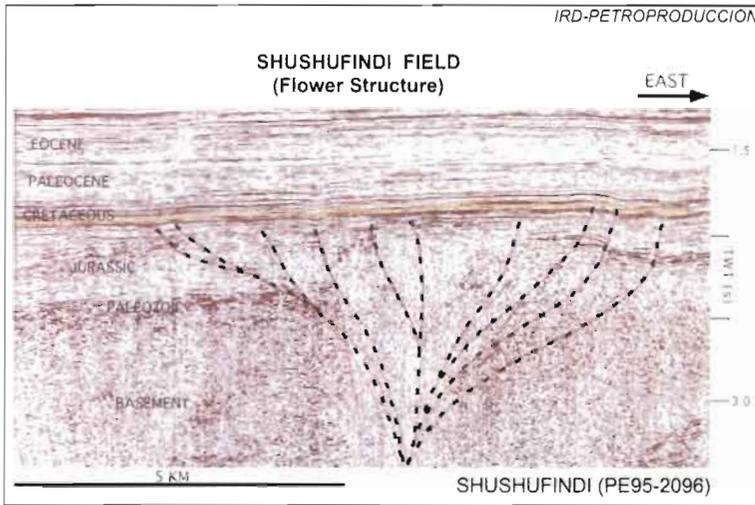


Fig. 8 – Campo Shushufindi: sección sísmica PE95-2096, mostrando la megaestructura en flor en Sacha-Shushufindi.

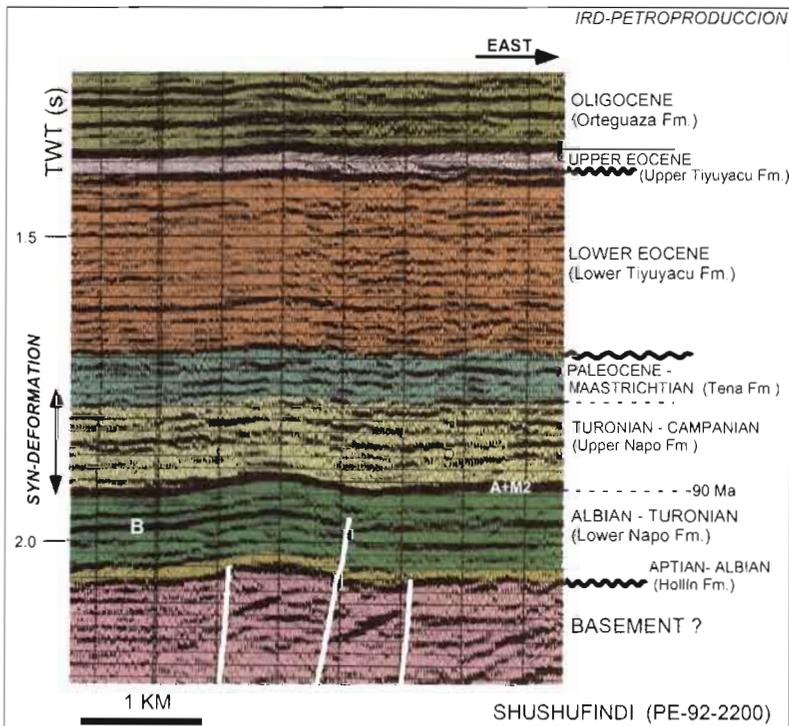


Fig. 9 – Campo Shushufindi: sección sísmica PE92-2200, mostrando un onlap sobre la caliza “A” en el periclinal sur de Shushufindi.

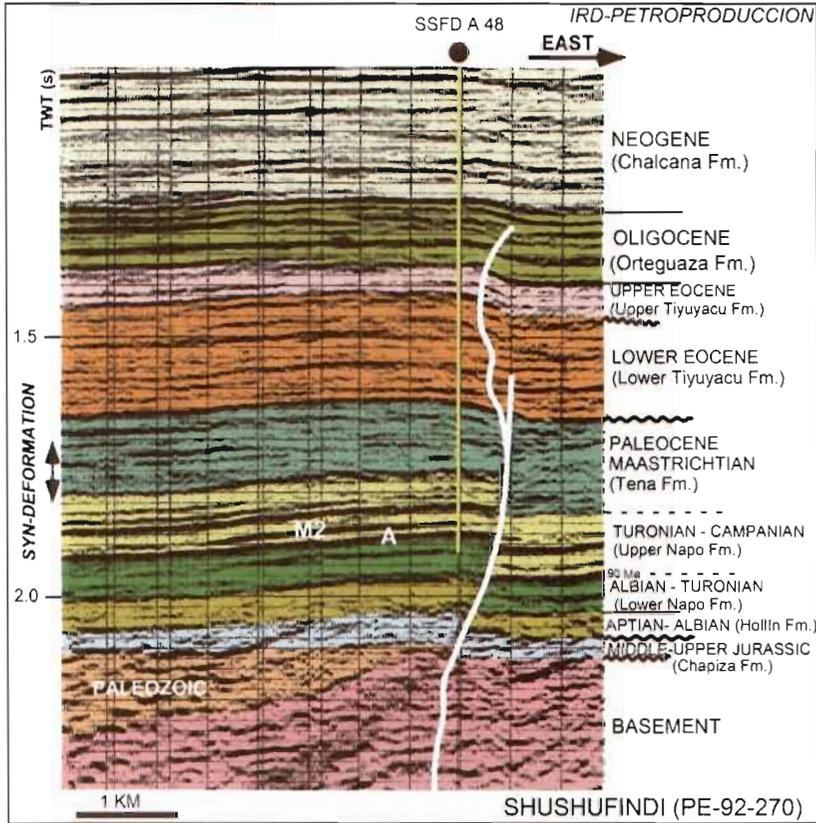


Fig. 10 – Campo Shushufindi: sección sísmica PE92-270.

*Arenisca "T"*. Es de grano medio a grueso con ocasionales finos, similar a "U", con idénticos minerales accesorios. La matriz es caolinítica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es intergranular y esporádicamente intragranular con un valor promedio del 18 %. La zona con mejores valores de permeabilidad y porosidad se ubica generalmente a la base de la arenisca.

#### 6. 1. 4. Ambientes sedimentarios de los principales reservorios

En el estudio de simulación matemática desarrollado por la consultora SSI (1991), se define para los reservorios "U" y "T" un modelo deltaico influenciado por olas, con barras de desembocadura de orientación N-S y subambientes de relleno de canal, barras de marea y depósitos lobulares de grietas de desborde (*crevasse*). Se describe la presencia de abundantes fósiles y bioturbación, ocasionales escamas de peces y dientes de tiburón.

Otros estudios (Dashwood & Abbott, 1990; Forney *et al.*, 2003; Barragán *et al.*, en este libro), consideran que los reservorios "T" y "U" son el resultado de caídas en el

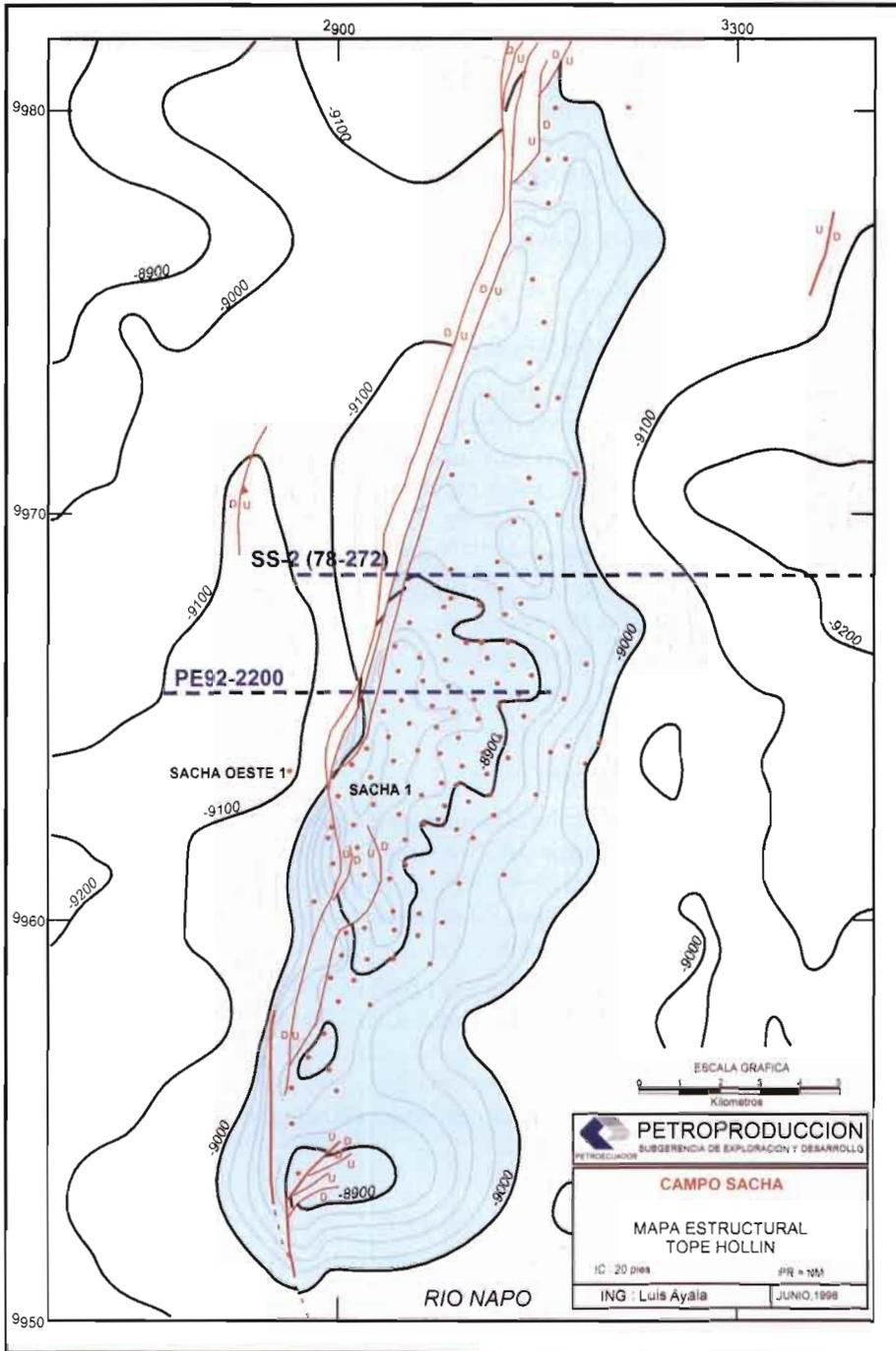


Fig. 11 – Campo Sacha: mapa estructural.

nivel del mar, que dieron lugar a valles socavados, sobre los que se depositaron secuencias arenosas generalmente retrogradantes, producto de episodios transgresivos, que evolucionan desde un ambiente fluvial-estuarino hasta culminar en areniscas glauconitas y lodos de plataforma marina somera. La calidad de reservorio de las areniscas en mención se deteriora en dirección hacia el techo, al ser más frecuentes las intercalaciones arcillosas, e incrementarse el contenido de glauconita, las bioturbaciones y el cemento calcáreo. Basal Tena es un reservorio de menor importancia, que como indican las curvas de rayos gamma, generalmente muestra una estructura grano decreciente.

#### 6. 1. 5. Características de los crudos

El crudo del yacimiento “T” fluctúa entre 26° y 32° API y el de “U” entre 24° y 31° con predominio de los crudos de menos de 30° API. El contenido de azufre de “T” oscila entre 0,52-0,64 % en peso, muy inferior al crudo más agrio de “U”, cuyo contenido es de 1,10-1,22 %. En resumen, el crudo del yacimiento “T” es de mejor calidad que el de “U”, y a su vez, el crudo de “U” superior tiene mejores características (menor contenido de Ni y V) que el de “U” principal.

El crudo “U” proviene de una roca madre depositada en ambiente marino, como muestran las relaciones pristano/fitano en su mayoría inferiores a uno, con pocos casos ligeramente superiores, que pueden responder a influencias de ocasionales aportes terrestres.

## 6. 2. El campo Sacha

### 6. 2. 1. Breve reseña histórica

La estructura Sacha fue probada con el pozo exploratorio Sacha 1, perforado con una torre helitransportable a partir del 21 de enero de 1969. Alcanzó los 10 160’ de profundidad y produjo 1 328 bpd de 30° API provenientes del yacimiento Hollín. Este pozo continúa en producción, contando al primer trimestre de 2003 con un acumulado de aproximadamente 10 300 mil barriles.

El campo fue puesto en producción el 6 de julio de 1972 a una tasa promedio diaria para ese mes de 29 269 bpd, incrementándose hasta un promedio de 117 591 bpd en noviembre de ese mismo año, que es la producción máxima registrada en la vida del campo. La producción con altos y bajos se mantuvo por sobre los 60 000 bpd hasta el año 1994, luego de lo cual ha venido declinando hasta la actualidad en que su producción diaria es de alrededor de 40 000 barriles.

### 6. 2. 2. La estructura Sacha y su evolución

Sacha es un anticlinal de dirección NNE-SSO (fig. 11) cortado en su flanco oeste por una falla transpresional dextral. Se localiza en el flanco occidental del “play” central (corredor Sacha-Shushufindi). Tiene un ancho de 4 km al norte y alrededor de 7 km al centro y sur, y una longitud aproximada de 33 km. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240’ a la base caliza “A” (culminación en el área del pozo Sacha 1), y un área de 32 167 acres.

Bajo la estructura Sacha de edad cretácica, se desarrolló el anticlinal "Sacha Profundo", de posible edad jurásico inferior-tardío a medio (fig. 12), que plegó los depósitos paleozoicos y triásico-jurásicos de la Formación Sacha (Santiago-equivalente), el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo-1 sin resultados positivos.

La estructura Sacha, al igual que Shushufindi, se formó en la primera etapa de inversión tectónica o sea entre el Turoniano Terminal y el Maastrichtiano, como muestra la variación de espesor de las formaciones Napo Superior y Tena entre el flanco occidental y el alto de la estructura (fig. 13).

### 6. 2. 3. Características litológicas de los reservorios

*Hollín Principal.* Consiste en una arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso (fino en menor proporción) con porosidad de alrededor del 18 % en promedio, con ocasionales intercalaciones de niveles limosos y arcillosos.

*Hollín Superior (o arenisca Napo Basal).* Corresponde a una arenisca cuarzosa-glaucónica, calcárea, de grano fino a medio, con una porosidad media del 14 %. Tiene inter estratificaciones de lutita.

*"T" Principal.* Forma la sección arenosa de la secuencia "T" de mayor continuidad vertical y lateral. Su espesor total varía entre 20 y 90' y se encuentra más desarrollada en la parte central del campo, siendo menor su desarrollo en el norte y sur del mismo.

*"T" Superior.* Tiene un espesor total que oscila entre 30 y 100'. La distribución de tamaño y desarrollo arenoso es similar al descrito para "T" principal. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que "T" principal.

*Arenisca "U".* Es una arenisca cuarzosa, con feldspatos y fragmentos líticos en menor proporción. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinítica y el cemento silíceo (SSI, 1991). La porosidad descrita es intergranular y ocasionalmente intragranular con disolución y porosidad móldica; su valor promedio es del 17 %. La arenisca "U" Inferior es de mayor desarrollo, mientras que "U" Superior es una unidad más discontinua.

### 6. 2. 4. Ambientes sedimentarios de las rocas reservorio

Tanto para Hollín como para "T" y "U", Shanmugan *et al.* (1998) han definido un ambiente estuarino dominado por mareas, sobre la base de la presencia de los siguientes subambientes y estructuras: canales de marea con canales fluviales asociados, estratificación cruzada con laminación lodosa (que indica un ambiente protegido de estuario según Shanmugan), facies heterolíticas inclinadas, capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional (espina de pescado), dispuestas en secuencias transgresivas.

La depositación de Hollín se produjo en varias etapas: (1) canales fluviales menores (corrientes de baja sinuosidad) y estuario común dominado por mareas durante el tiempo Hollín Inferior; (2) estuario dominado por mareas bien desarrollado y ambiente platafórmico durante el Hollín Inferior y Superior; (3) estuario dominado por mareas inundado durante el Hollín Superior (encontrado en el núcleo de Hollín Superior

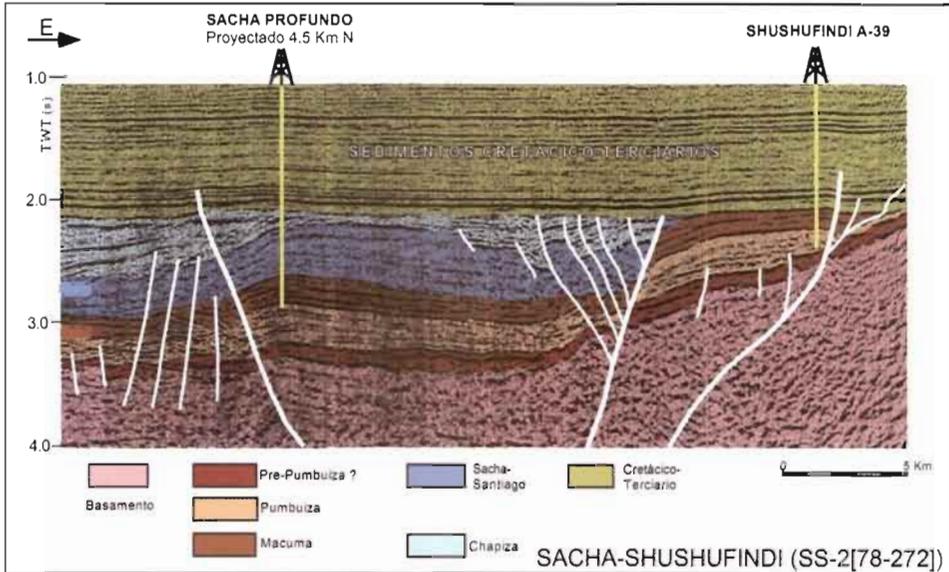


Fig. 12 – Campo Sacha: sección sísmica SS-2 [78-272] mostrando el anticlinal Sacha profundo (modificado de Diaz *et al.*, capítulo 1 de este libro).

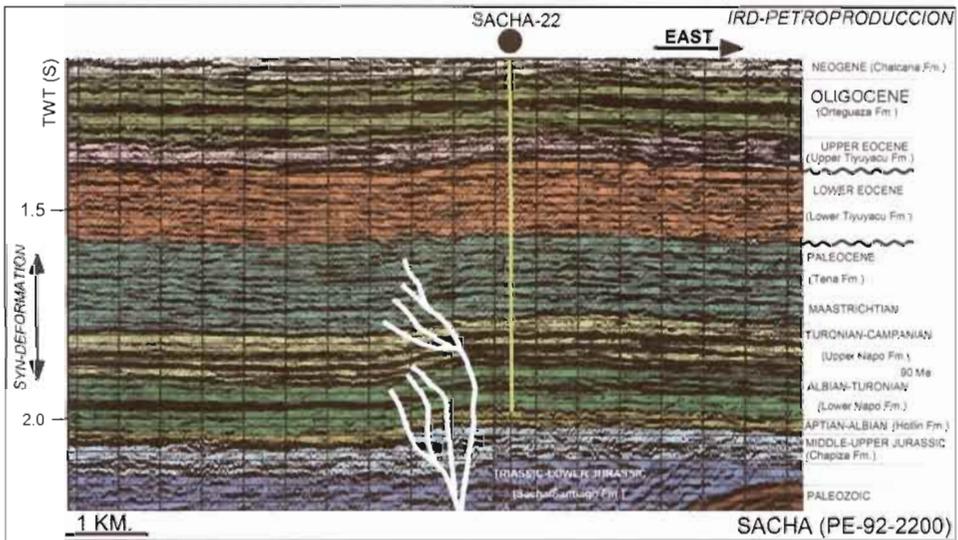


Fig. 13 – Campo Sacha: sección sísmica PE-92-2200.

del pozo Sacha 126); (4) ambiente platafórmico bien desarrollado (o sea completamente inundado), con areniscas glauconíticas y lodos durante la fase final de Hollín Superior. Para “T” y “U”, Shanmugan et al. (1998) encuentran que se repiten las etapas (2), (3) y (4) descritas para Hollín, las mismas que para este tiempo se desarrollan sobre facies de plataforma, sin evidencias de erosión en los núcleos analizados.

Lo indicado por Shanmugan et al. respecto a “T” y “U” presenta una sola discrepancia con otros investigadores (Dashwood & Abbott, 1990; Barragán et al., en este libro): mientras que, para Shanmugan et al., no hay evidencias de erosión, para los segundos sí existe dicha erosión que permitió la formación de valles de incisión, confirmada por la presencia de “lags” al fondo de los canales. El hecho es que al tiempo de la caída del nivel de mar, que da inicio a las secuencias “T” y “U”, Shushufindi se ubicaba bajo la línea base, es decir los procesos de erosión estuvieron ausentes o fueron temporales y parciales por lo que los núcleos que estudiaron Shanmugan et al. seguramente no presentaban bases erosivas. Sin embargo en varios núcleos cortados en la base de dicha areniscas en otras partes de la cuenca, sí se puede observar figuras erosivas, a la base de los canales trabajados sobre un lecho de sedimentos de plataforma marina y los “lags” producto de la erosión de dichos sedimentos. En general, la depositación de los principales reservorios, evolucionó al igual que en la mayor parte de la cuenca, en secuencias transgresivas retrogradantes, a partir de un ambiente fluvio-estuarino a la base, culminando en un ambiente franco de plataforma marina.

#### 6. 2. 5. Características de los crudos

La gravedad de los crudos de los yacimientos Hollín Principal, Hollín Superior, “T”, “U” y Tena Basal varía entre 27 y 29° API.

El contenido de azufre de los crudos Hollín varía entre 0,40 y 1,10 %P, de los crudos “T” en alrededor del 0,90 % en peso y de los crudos “U” de 1,20 % en promedio.

Los contenidos de S, Ni y V del petróleo del yacimiento “T” en general tienden a ser menores que los de “U” y Tena Basal, mientras que dos muestras analizadas de crudos Hollín muestran resultados muy disímiles, con una fuerte variación en el contenido de dichos elementos, a pesar de tener la misma gravedad.

Los crudos Hollín presentan relaciones pristano/fitano cercanas a uno (0,92-1,18), lo cual indica que pueden proceder de sedimentos depositados en condiciones marino marginales, anóxicas con fuerte aporte de materia orgánica terrestre.

### 6. 3. El campo Libertador

#### 6. 3. 1. Breve reseña histórica

En 1980, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perfora las estructuras Secoya, Shuara y Shushuqui, con los pozos Secoya 1 entre enero y febrero, Shuara 1 entre febrero y marzo, y Shushuqui 1 entre octubre y noviembre (tabla 2).

Las primeras interpretaciones sísmicas, mostraban a las tres estructuras antes nombradas como independientes, sin embargo, interpretaciones posteriores, sustentadas en la información aportada por los pozos perforados, así como nuevos datos de

<b>POZO</b>	<b>PRODUCCION (BPPD)</b>	<b>GRAVEDAD (°API)</b>	<b>PROFUNDIDAD TOTAL</b>
Secoya 1	6,121	29 – 33	9,510
Shuara 1	9,965	28 – 33	9,810
Shushuqui 1	1,593	34	9,620
Pichincha 1	10,659	29	10,294

**Tabla 2 – Resultados de los pozos descubridores del campo Libertador.**

velocidades, permitieron elaborar un nuevo modelo estructural que integraba las estructuras Shushuqui, Pacayacu, Shuara y Secoya en un solo campo. Esta hipótesis se confirmó en 1983 con el pozo Guarumo 1, rebautizado posteriormente como Pichincha 1, perforado en el periclinal sur del gran campo Libertador.

Este campo comenzó a producir en julio de 1982. En agosto de 1992, el campo alcanzó su máximo pico de producción promedio diaria con 56 65 l bpd, a partir del cual comenzó a declinar. Actualmente, tiene una producción diaria promedio de alrededor de 32 mil barriles.

### 6. 3. 2. La estructura Libertador y su evolución

La estructura del campo Libertador tiene forma de cajón (fig. 14), con 4 subestructuras alineadas en dos ejes N-S: en el eje oriental se alinean las estructuras Pacayacu y Shuara, y en el occidental las estructuras Shushuqui y Secoya, fusionándose hacia el sur conformando el periclinal Pichincha-Carabobo (figs. 15 y 16).

Tiene una longitud de alrededor de 21 km y un ancho de 6-6,5 km. Su cierre estructural máximo es de 240' y corresponde al Alto Secoya; el Alto Shushuqui tiene 180', Shuara 200' y Pacayacu 140'. *El flanco oriental está limitado por una falla transpresional dextral acompañada de varias fallas transversales de orientación NO-SE, que afectan las estructuras del campo.*

Las estructuras del campo Libertador se formaron en dos etapas: en el Turoniano Terminal-Maastrichtiano, con una reactivación posterior en el Eoceno Temprano, lo que se evidencia por deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Medio-Superior-Tena y Tiyuyacu Inferior (figs. 15 y 16).

### 6. 3. 3. Características litológicas de los reservorios

*Arenisca "T" Inferior.* Es una arenisca cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grano grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas (Labogeo, 1995). Tiene un importante contenido de glauconita, la misma que aparece ya en la parte media y superior del cuerpo "T" inferior.

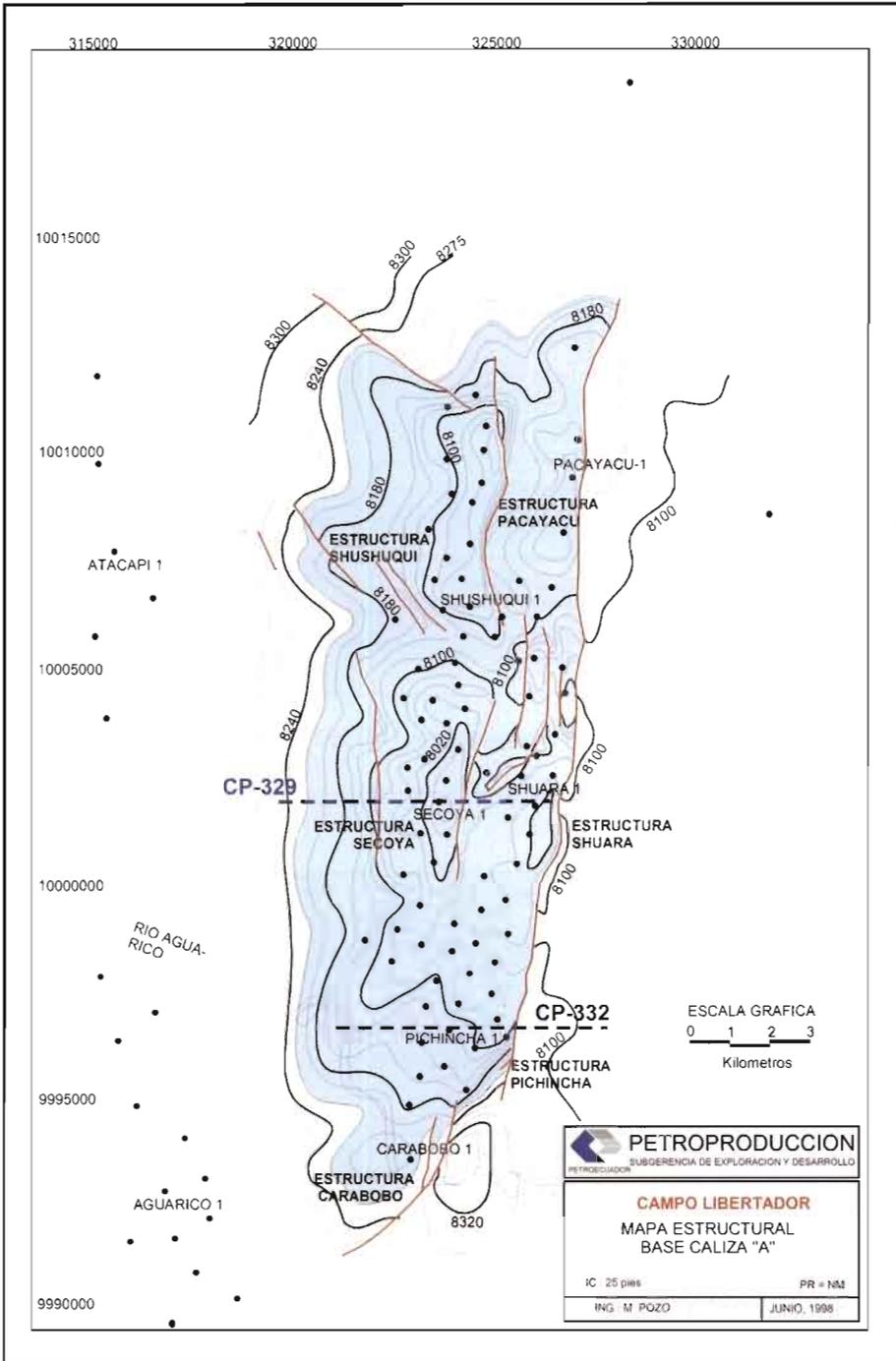


Fig. 14 – Campo Libertador: mapa estructural.

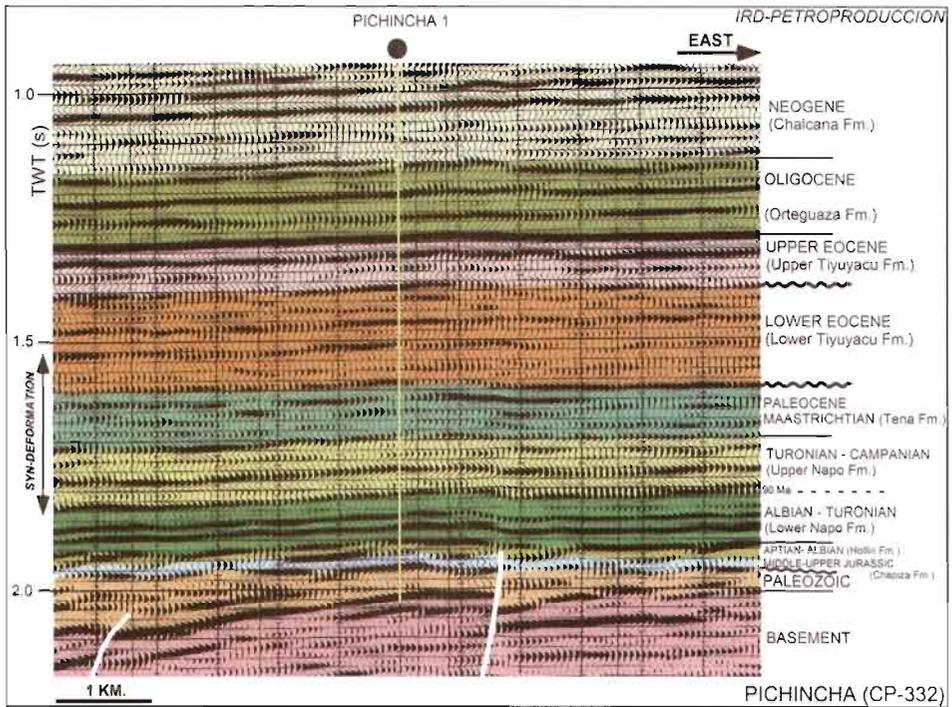


Fig. 15 – Campo Libertador: sección sísmica CP-332 con el pozo Pichincha 1.

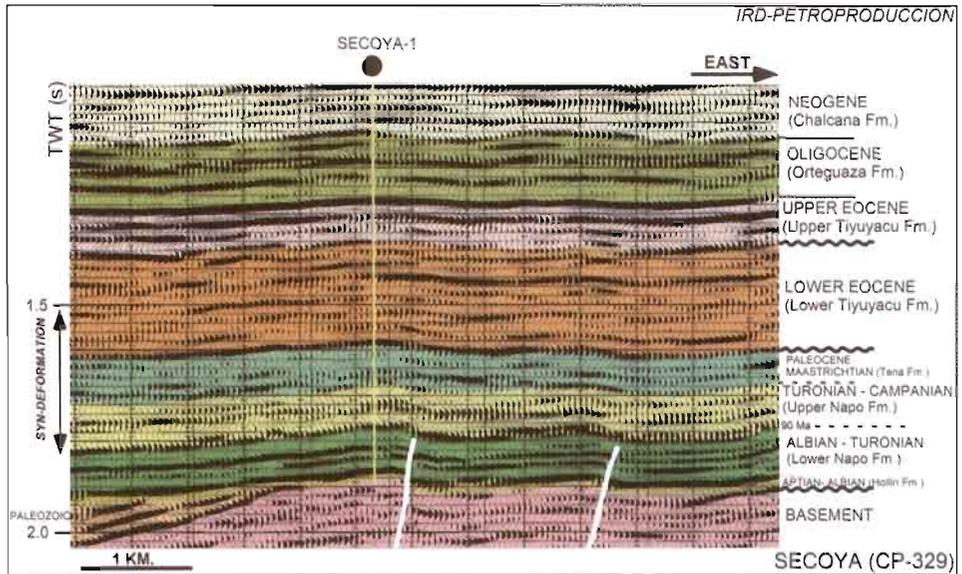


Fig. 16 – Campo Libertador: sección sísmica CP-329 mostrando la estructura Secoya y el pozo Secoya 1.

*Arenisca "T" Superior.* Labogeo (1995), define areniscas cuarzo-glauconíticas en bancos métricos de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones. Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

*Arenisca "U" Inferior.* Corresponde a una arenisca cuarzosa, en partes algo micácea (Labogeo, 1995), grano decreciente, limpia, masiva y con estratificación cruzada a la base, laminada al techo.

*Arenisca "U" Media.* Es una arenisca de poco espesor, cuarzosa, con estratificación cruzada, ondulada y en partes masiva hacia la base (Shuara 26), con delgadas intercalaciones lutáceas. Hacia el techo se encuentra bioturbación.

*Arenisca "U" Superior.* En dos pozos Labogeo (1995) describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita. A la base se desarrolla una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decrecientes.

Las arcillas presentes en las areniscas se describen a continuación por reservorios y en orden de importancia:

- *Arenisca "T"*: caolinita, illita, clorita y esmectita;
- *Arenisca "U" Inf.*: caolinita, esmectita, clorita e illita;
- *Arenisca "U" Sup.*: caolinita, esmectita, illita y clorita.

#### 6. 3. 4. *Ambientes sedimentarios de los reservorios*

SSI (1996) señala que las areniscas "T" y "U" formaron canales y barras de delta, con la presencia de subambientes de barra de desembocadura, rellenos de canal, derrames de grieta de borde de canal y depósitos de frente deltaico y pro delta.

*Arenisca "T".* En la arenisca "T" del pozo Secoya 27, Étienne Jaillard (1997) define una evolución en transgresión, desde areniscas de llanura deltaica proximal a la base con influencia fluvial, pasando por barras y canales de marea con glauconita y bioturbaciones, culminando en la parte superior con una arenisca muy glauconítica y bioturbada, marina somera. En los pozos Secoya 1 y 25, Labogeo (1995) define una secuencia deltaica en la base a marino somera al techo, por lo que se confirma la presencia de este ambiente al tiempo de depositación de "T". Los subambientes predominantes son canales deltaicos, barras y planicies de marea.

*Arenisca "U".* Labogeo (1995) define también un ambiente deltaico con influencia mareal y presencia de subambientes de canales y barras.

Hay estudios posteriores (Dashwood & Abbott, 1990; Barragán *et al.*, capítulo 1 de este libro), en los que se describen secuencias transgresivas desarrolladas sobre bases erosivas producidas por una importante caída del nivel del mar, para cada una de las areniscas, que evolucionan desde ambientes fluvio-estuarinos en la parte inferior a un medio de plataforma marina somera.

#### 6. 3. 5. *Características de los crudos*

La producción de este campo proviene de los reservorios "U", "T" y marginalmente de Tena Basal. El crudo tiene en promedio 30° API.

El contenido de azufre es bajo y varía entre 0,49 y 0,97 % P en cuatro muestras de crudo de "T" y para el crudo del reservorio "U" entre 0,82 y 0,88 % (2 muestras de Secoya), 1,01 % (1 muestra de Shuara), 0,89 – 1,33 % (2 muestras de Shushuqui) y 1,17 % P (Pacayacu).

Al punto de burbuja, las viscosidades del crudo son de 1,520cp para "T" y 1,253cp para "U".

La relación pristano/fitano de los crudos "T" varía entre 0,95 y 1,24, mientras que la de los crudos "U" entre 0,82 y 1,05, lo que indica que los crudos del reservorio "T" tienen un mayor aporte de materia orgánica terrestre que los crudos "U".

### 6. 3. 6. *Volcanismo*

En el pozo Shuara 4, a 9167,5' que corresponde al techo de la secuencia "T", se encontró un cuerpo ígneo granudo de 10 cm de espesor, compuesto fundamentalmente por feldespato potásico y con menos del 10 % de cuarzo, al que Labogeo (1995) define como sienita.

## 6. 4. **Campo Auca-Auca sur**

### 6. 4. 1. *Breve reseña histórica*

Este campo fue descubierto con la perforación del pozo Auca 1, que se inició el 16 de febrero y fue completado el 30 de marzo de 1970, alcanzando una profundidad de 10 578'. Su producción fue de 3 072 BPPD de los reservorios Hollín (31° API) y "T" (27° API). El costo del pozo fue de alrededor de 300 000 USD.

En la recomendación, el geólogo de Texaco sustenta la necesidad de perforar el pozo por la gran dimensión de la estructura, por estar ubicada en el tren productivo Sacha y por la necesidad de evaluar el potencial en la parte sur de la concesión Coca.

En abril de 1975, este campo comenzó a producir 6 752 bpd. Posteriormente, con altibajos, mantiene un incremento de producción hasta que *en julio de 1994, alcanza su máxima producción histórica promedio con 24 367 bpd*. Durante los primeros meses del 2003, estuvo produciendo alrededor de 16 500 bpd.

### 6. 4. 2. *La estructura Auca y su edad*

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección NNO-S, de aproximadamente 23 km de longitud, que se ensancha en dirección norte (fig. 17) con muy poca alteración tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal (fig. 18).

*La estructura Auca se formó durante el Maastrichtiano-Paleoceno*, como se evidencia en la sección sísmica CP-83-314 (fig. 18), que muestra deformación sin-tectónica de los depósitos de la Formación Tena.

### 6. 4. 3. *Características litológicas de los reservorios*

*Hollín Principal*. Es una arenisca masiva de cuarzo, no pudiéndose realizar una descripción más detallada por carecer de núcleos.

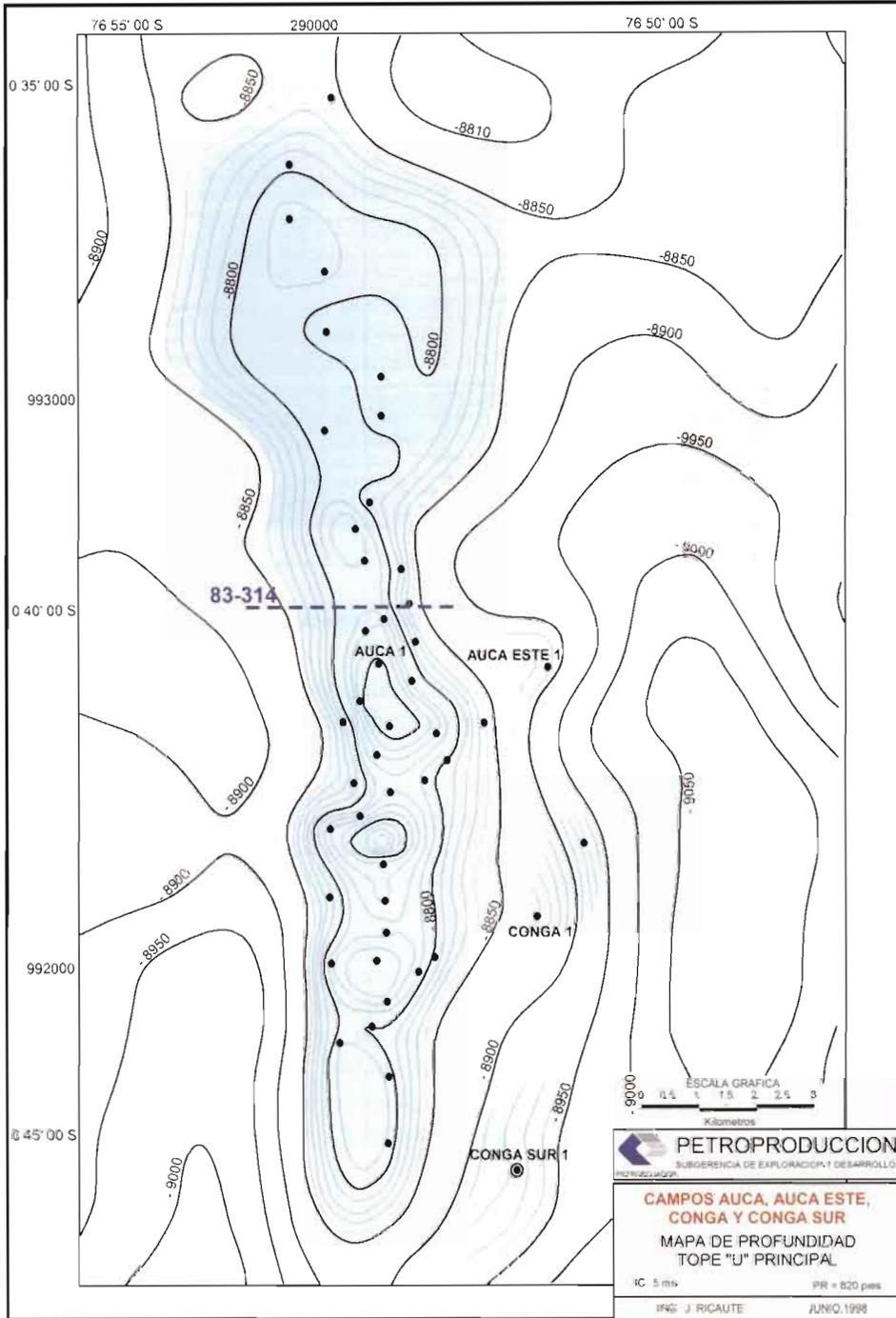


Fig. 17 – Campo Auca: mapa estructural.

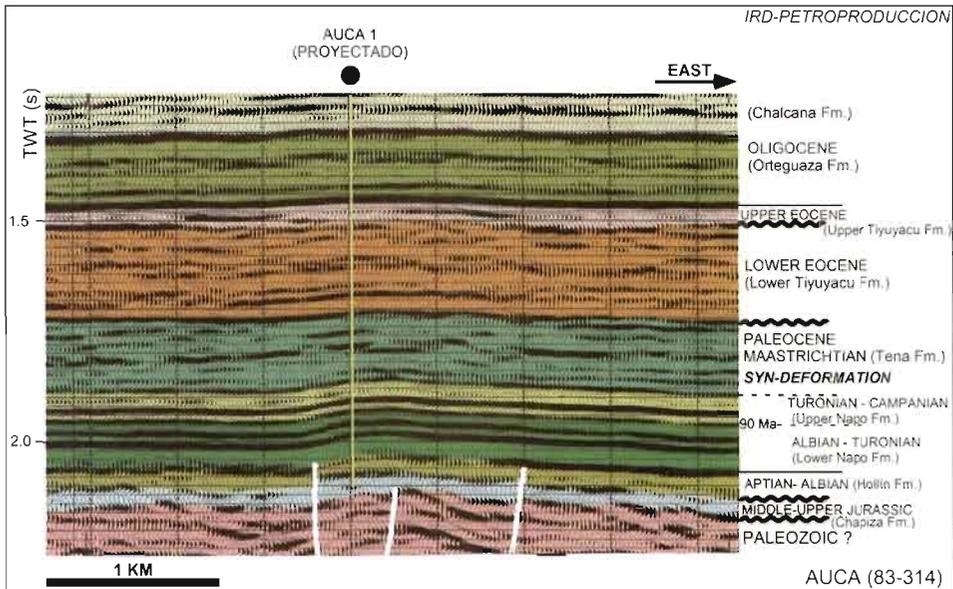


Fig. 18 – Campo Auca: sección sísmica 83-314.

*Hollín Superior.* Se trata de una arenisca cuarzosa de grano fino, con contenido alto a medio de glauconita, e importante presencia de material carbonáceo. La porosidad promedio es de 14 %.

*Arenisca “T”.* Consiste en una arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita. Su porosidad es del 12 % en promedio. Hacia arriba (“T” Superior), se desarrolla una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, en partes con fuerte bioturbación.

*Arenisca “U”.* Arenisca cuarzosa limpia, masiva. Hacia el techo del cuerpo “U” principal (el más limpio y desarrollado, ubicado en la parte inferior), se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca “U” Superior (¿y Media ?), es una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación. En promedio, presenta una porosidad del 13 %.

*Arenisca Tena Basal.* Se trata de una arenisca cuarzosa redondeada, de grano medio a grueso, con un promedio de porosidad del 19 %.

#### 6. 4. 4. Ambientes sedimentarios de los reservorios

Las arenisca Hollín se depositó en un ambiente fluvial evolucionando a un ambiente platafórmico, posiblemente estuarino, con influencia mareal.

Las areniscas “T” y “U” fueron depositadas luego de una importante regresión marina con un desplazamiento de la línea de costa en dirección Oeste, a partir de la cual y sobre valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos con ingresos fluviales

afectados por mareas, con facies menos desarrolladas de barras, y litofacies de llanura lodosa y areniscas glauconíticas de plataforma marina somera.

Al tiempo Tena Basal, se describen rellenos de canal con clastos gruesos, conglomeráticos a la base, posiblemente de origen fluvial y en partes se observa influencia mareal.

Étienne Jaillard (1997), por su parte, considera que las areniscas son de origen deltaico dominado por mareas, definiendo para "U" ambientes fluviales, de playa y de plataforma marina somera.

#### 6. 4. 5. Características de los crudos

El crudo de Hollín Inferior es de 27-30°, el de Hollín Superior de 27-32°, el de "T" y "U" de 24-29° y el de Tena Basal de 20-22°.

Una muestra de crudo Hollín dio un valor de 1,13 %P de azufre. Dos muestras de crudo "T" mostraron porcentajes de azufre de 1,17 % y 1,38 %P, dos muestras de "U" de 1,57 % y 2,16 % P y una muestra de crudo Tena Basal de 1,07 %.

Las relaciones pristano/fitano de un crudo Hollín arrojaron un valor de 0,99, de "T" de 0,93, de "U" de 0,98 y de Tena Basal de 1,11. Esto puede indicar que los crudos de las formaciones Hollín y Napo provienen de rocas generadoras formadas en condiciones marino-marginales, mientras que el crudo Tena Basal tiene un mayor aporte terrestre. Cabe destacar el alto contenido de azufre en el crudo "U", que podría deberse a una roca madre con importante contenido calcáreo.

#### 6. 4. 6. Volcanismo

Este campo experimentó una actividad volcánica muy importante, con facies tanto extrusivas como intrusivas, reflejada en la gran cantidad de cuerpos ígneos detectados por sísmica y en los pozos perforados.

*Facies extrusivas.* Tobas basálticas con vidrio volcánico, depositadas en condiciones acuosas, fueron determinadas en los pozos Auca 3 (9 160'-9 420'), Auca 15, Auca 22 (9 297'-9 351'), Auca 20 (8 351'- 8 405'). Todos los cuerpos están ubicados sobre la caliza M2 (Barragán *et al.*, 1997; *cf.* Barragán *et al.*, capítulo 1 de este libro), por lo que tienen una edad coniaciana.

*Facies intrusivas.* Fueron detectadas en los pozos Auca 20 (9 059'-9 074'), Auca 16 (9 940'-9 955') y Auca 23 (10 023'-10 033'), y son diques de basalto olivínico, ubicados todos en la sección de "T" Principal.

### 6. 5. Campo Lago Agrio

#### 6. 5. 1. Breve reseña histórica

Texaco, como operadora del consorcio Texaco-Gulf, perforó con una torre helitransportable el pozo Lago Agrio 1, entre febrero y abril de 1967, alcanzando los 10 175' de profundidad. Este pozo dio una producción a flujo natural de 2 955 bpd de 29° API, provenientes de la Formación Hollín. Este pozo seguía produciendo a inicios

de 2003, a una tasa de aproximadamente 85 bpd. La ubicación del pozo, según el reporte del geólogo J. B. Taylor Jr., fue definida el 7 de noviembre de 1966 por él y R. D. Hall, en el flanco oeste de la estructura determinada por sísmica, sobre la base de un mapa “contorneado a un probable horizonte de caliza Napo que muestra la cresta de la estructura algo más hacia el sur”, y ubicado a 15,3 km del campamento base de Sta. Cecilia en dirección N 75° E. Dicha ubicación fue cambiada unos 350 m hacia el sur, por logística y por encontrarse estructuralmente más alta en 20°. En el programa de perforación se define como objetivo primario la formación Hollín y como secundario las areniscas y calizas Napo y los conglomerados Tiyuyacu. *Este primer descubrimiento confirmó el potencial petrolífero de la cuenca Oriente y marcó el inicio de una agresiva etapa de exploración, que culminó en los años siguientes con el descubrimiento de los más grandes campos de la cuenca.*

Lago Agrio es el primer campo de la Cuenca Oriente, que se incorpora a la producción en mayo de 1972, con una producción promedio diaria para ese mes de 10 450 barriles de crudo. Durante los primeros años, muestra una producción errática con fuertes altibajos. *En noviembre de 1973, el campo alcanza su máximo pico de producción histórica con 53 618 bpd en promedio*, la producción sigue inestable hasta marzo de 1975 en que cae a 4 893 BPPD, incrementándose al mes siguiente hasta 30 210 BPPD. Recién a partir del año 1980, empieza a mostrar una declinación paulatina sin altibajos. A inicios de 2003, se reportaba una producción promedio diaria de alrededor de 5 600 barriles.

#### 6. 5. 2. *La estructura Lago Agrio y su evolución*

La estructura Lago Agrio, a nivel de la base de la caliza “A”, está limitada en su flanco oriental por una falla transpresional que, en dirección sur, continúa hacia la estructura Palo Rojo, y hacia el norte, corta el flanco oriental del campo Charapa. La falla tiene rechazos variables, alcanzando el mayor salto en la parte más alta de la estructura y es de 80 mseg. El anticlinal Lago Agrio tiene una orientación NNE-SSO, y una longitud aproximada de 11 km con un ancho promedio de 4,5 km. Muestra un alto norte de mayor relieve y desarrollo areal, con un cierre estructural a la base caliza “A” de 55 mseg. (Petrotech, 1995) y, un alto sur de menores dimensiones y menor relieve estructural (fig. 19).

*La estructura Lago Agrio crece en dos etapas*, como resultado de esfuerzos transpresivos que reactivan la falla oriental del campo dando inicio a la formación de la estructura: *en el Maastrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior* y parece que en el Mío-Plioceno (fig. 20), la última reactivación tectónica provoca un flexuramiento de las capas que alcanza horizontes cercanos a la superficie.

#### 6. 5. 3. *Ambientes sedimentarios de los reservorios*

*Hollín.* Es el principal reservorio del campo. Lamentablemente, la muy escasa información disponible no permite desarrollar un modelo del mismo, pero por correlación con afloramientos y sobre la base de pocos registros de pozos de este campo que atravesaron la sección completa de Hollín, se deduce un ambiente de depositación

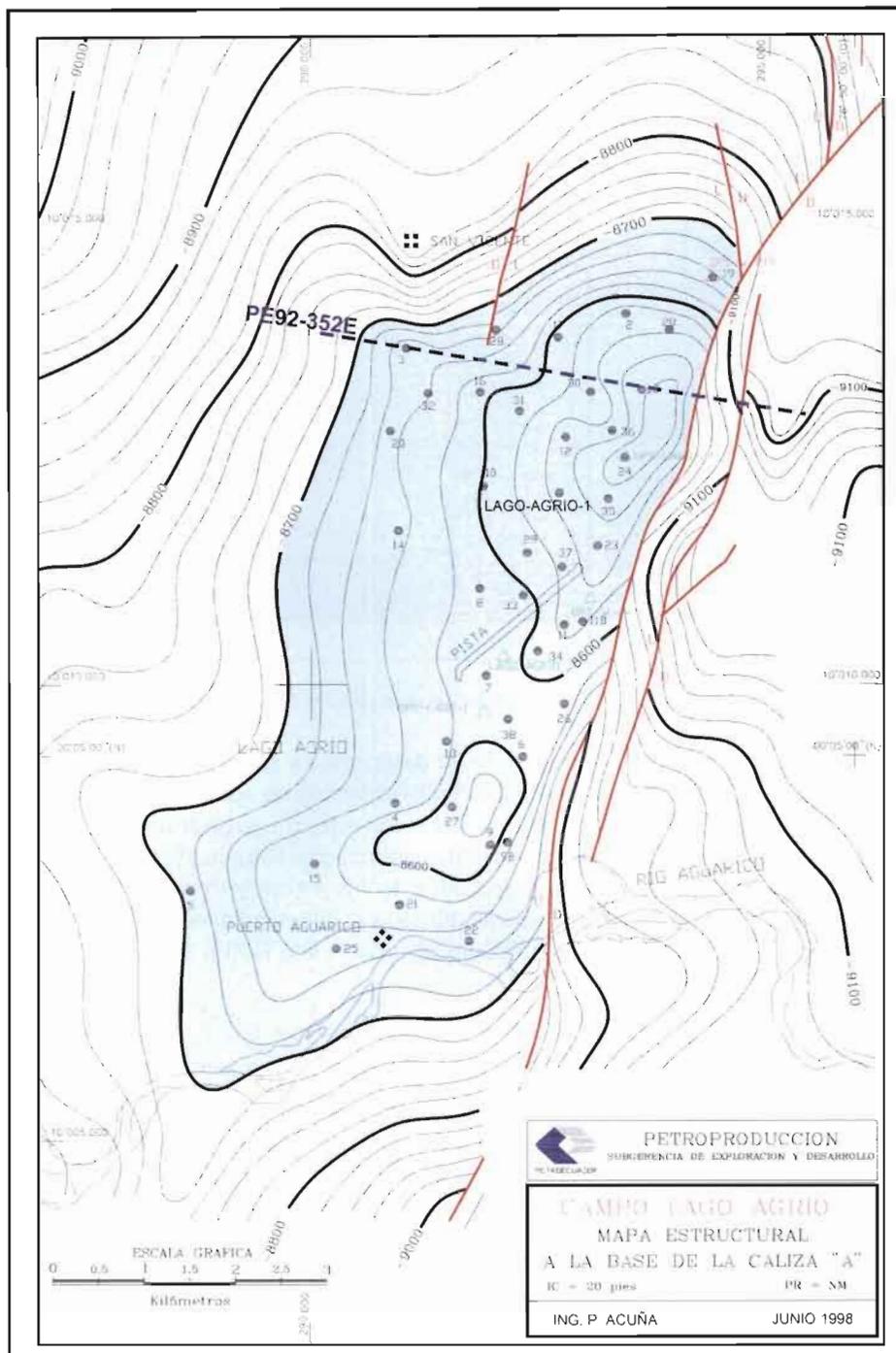


Fig. 19 – Campo Lago Agrio: mapa estructural.

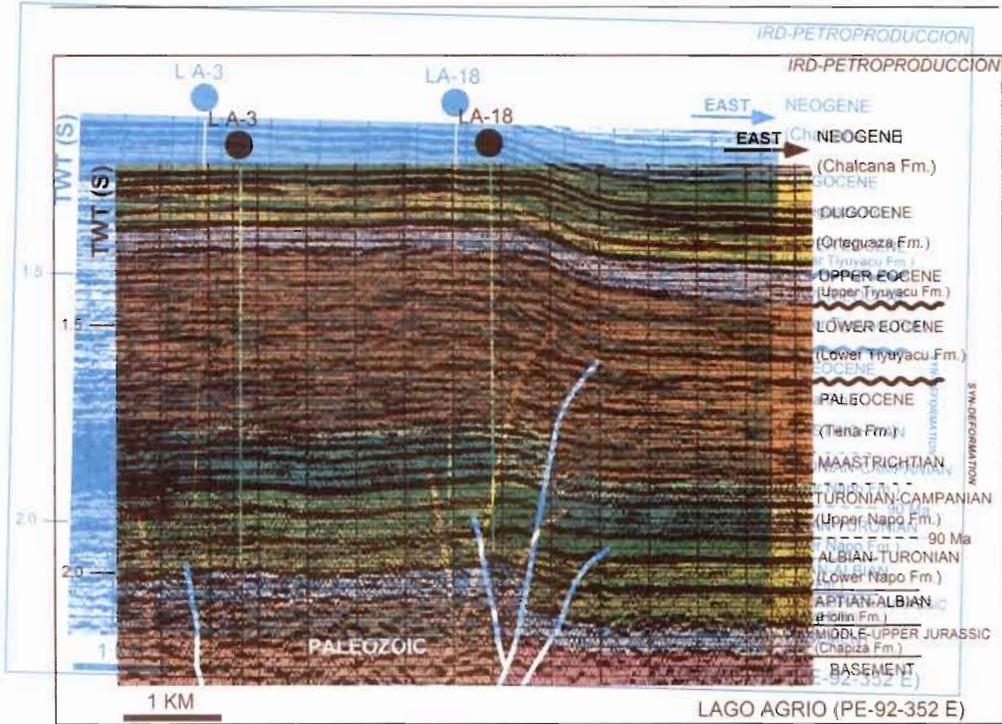


Fig. 20 – Campo Lago Agrio: sección sísmica PE-92-352E.

fluvial. Según White *et al.* (1995), Hollín se desarrolló en paleo-valles formados por erosión del sustrato pre-Hollín, sobre los cuales se instaló un ambiente tipo “braided” (entrenzado), representado por canales apilados con estratificación cruzada festoneada y planar, con intercalaciones menores de lutitas carbonáceas con abundantes fragmentos leñosos y limolitas, culminando con depósitos de llanura costera posiblemente en un ambiente estuarino dominado por mareas. Finaliza el ciclo en un ambiente netamente transgresivo de plataforma, correspondiente al fin del ciclo Hollín Superior.

#### 6. 5. 4. Características de los hidrocarburos

Los crudos tienen los siguientes rangos de gravedad: Hollín: 28-32°; “T”: 29-34°; “U”: 29-31° y Tena Basal: 28-29°.

Los contenidos de azufre de tres muestras de crudo Hollín son de 0,29, 0,51 y 0,57 % en Peso, mientras que una muestra de “T” y otra de Tena Basal dieron valores de 0,53 y 0,94 % en Peso, respectivamente.

La relación pristano/fitano para los crudos Hollín es de 1,17 en una muestra analizada que indica una materia orgánica depositada en condiciones marino-marginales, con gran componente terrestre.

El gas de este campo tiene un importante contenido de CO<sub>2</sub>, como se indica en la tabla 3. lo que es característico de los campos que se ubican cerca al borde occidental de la cuenca (Bermejo, Caja).

RESERVORIO	CO <sub>2</sub> (%)	C1&N <sub>2</sub> (%)	C <sub>2</sub> – C <sub>6</sub>	C <sub>7</sub> +
Hp	52	27	21	0.12
Hs	34	29	37	0.3
T	11	38	50	0.3

Tabla 3 – Composición del gas a condiciones de separador de 45 psia y 75° F.

## 6. 6. Campo Cononaco

### 6. 6. 1. Breve reseña histórica

El campo fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con el pozo Cononaco 1, cuya perforación arrancó el 26 de octubre y fue completada el 19 de diciembre de 1972. Alcanzó una profundidad de 11 233' y dio una producción de 1 341 BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín principal y secundaria (o arenisca Napo Basal), con una gravedad de 34° API. Adicionalmente, se recuperaron por pistoneo y reversa 21 barriles de petróleo de 13° API del reservorio "T" y 110 barriles de 17° API del reservorio "U".

Este campo fue puesto en producción en octubre de 1983, con un promedio de 930 BPPD, el mismo que se incrementa aceleradamente. *En febrero de 1986 se registra el máximo histórico de producción con alrededor de 22 100 bpd.* A inicios de 2003, se mantiene un incremento sostenido de producción que viene desde mediados de 2001, con una producción de algo más de 11 000 bpd.

### 6. 6. 2. La estructura Cononaco y su evolución

A la base de la caliza "A", el flanco oeste del anticlinal Cononaco está cortado por una falla transpresional. Tiene una orientación N-S (ligeramente NNE-SSO), a lo largo de 10,5 km aproximadamente. Su parte más ancha se ubica en la zona central con 3 km, adelgazándose en dirección norte y sur (fig. 21). Su cierre estructural está algo por arriba de los 125'.

*La estructura se formó en las dos etapas de reactivación reconocidas en la cuenca: en el Turoniano-Tardío-Paleoceno y en el Eoceno Inferior, como muestra la deformación sin-tectónica de los sedimentos de Napo Superior-Tena y Tiyuyacu Inferior (fig. 22), experimentando deformación adicional con la última reactivación tectónica del Mio-Plioceno, evidenciada por un flexuramiento que alcanza niveles cercanos a la superficie.*

### 6. 6. 3. Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios

*Hollín.* Se dispone únicamente del análisis de un núcleo de Hollín (pozo Cononaco 20), que presenta una secuencia de arenisca cuarzosa de grano y energía ligeramente decrecientes. Según Jaillard (1997) puede corresponder a depósitos aluviales entrenzados de mediana energía. En general y por correlación con datos de otros campos

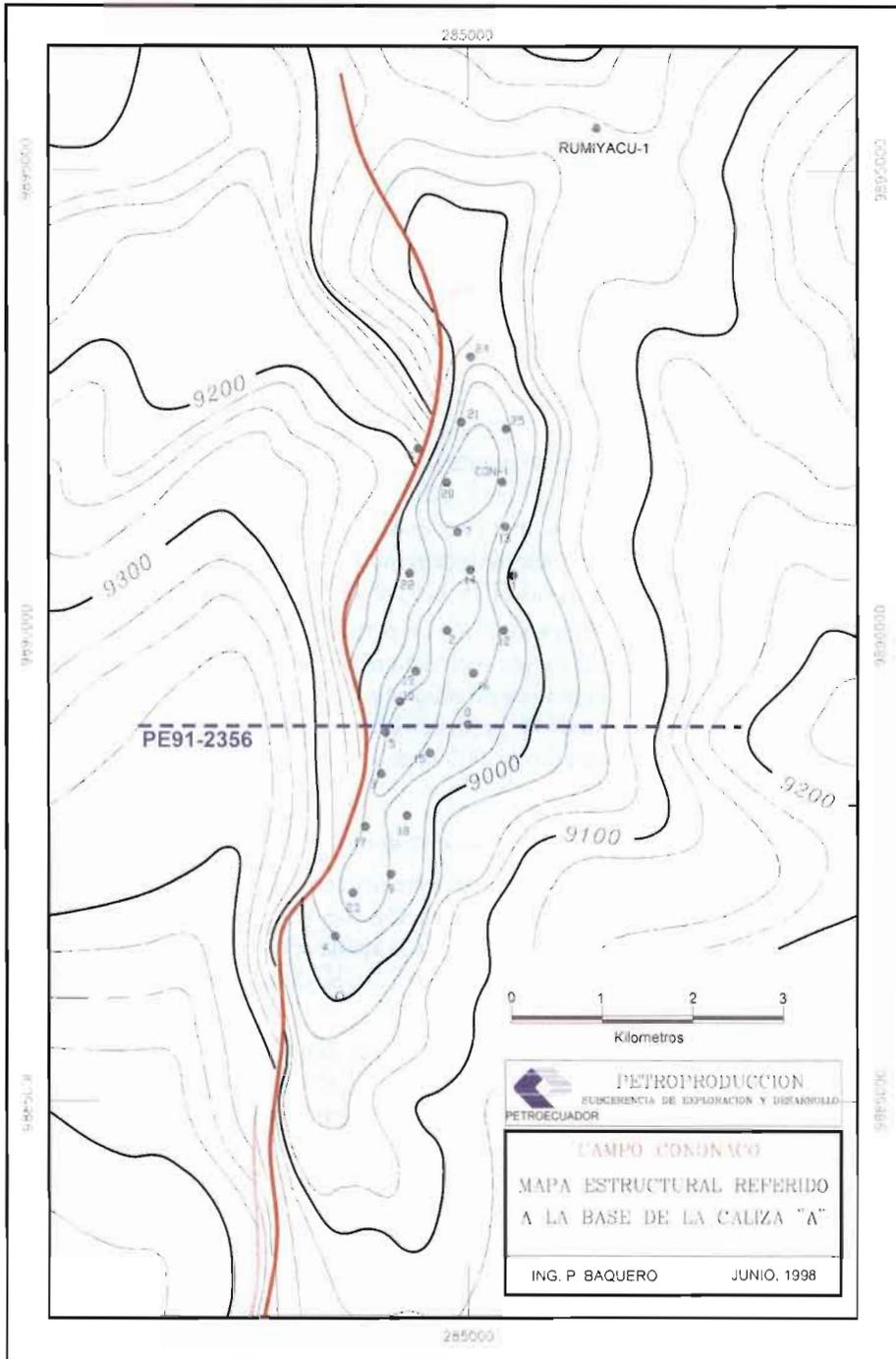


Fig. 21 – Campo Cononaco: mapa estructural.

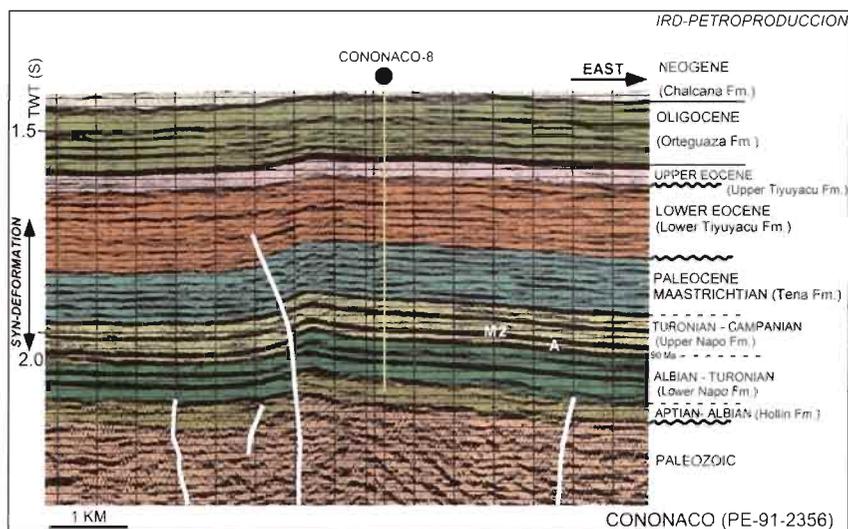


Fig. 22 – Campo Cononaco: sección sísmica PE-91-2356.

y afloramientos, podemos asimilar para Hollín un ambiente fluvial que evoluciona a deltaico y/o estuarino, con influencia mareal, culminando con una plataforma marina somera.

*Arenisca "T"*. White & Barragán (1997) analizaron tres núcleos (Cononacos 4, 20 y 24), definiendo un ambiente de canales fluviales a deltaicos (canales distributarios), que evolucionan a un ambiente de llanura mareal rica en lodo y arena, culminando con un ambiente de plataforma marina. Los subambientes definidos son relleno de canales y "sand flats". Jaillard (1997) analiza el núcleo del pozo Cononaco 20, y define una secuencia que se someriza hacia arriba, es decir define una progradación de un sistema clástico de tipo deltaico, con una evolución que va de pro delta distal a la base hasta una llanura deltaica al techo.

#### 6. 6. 4. Características de los crudos

La gravedad del crudo del yacimiento Hollín es de 30-34° API, con un porcentaje en peso de azufre de 1,03 % (un análisis). El crudo de "T" es de 19-23° API con un contenido de azufre en una muestra de 2,0 % P, y el petróleo de "U" es de 20° API.

Se tiene un solo valor de pristano/fitano de 1,14 para un crudo Hollín, que indicaría un crudo con fuerte aporte terrestre.

### 6. 7. El Campo Culebra-Yulebra-Anaconda

#### 6. 7. 1. Breve reseña histórica

Inicialmente, se consideraban tres campos independientes: Culebra, Yulebra y Anaconda. Texaco perforó el pozo Culebra I el 8 de noviembre, siendo completado el 17 de diciembre de 1973. Alcanzó los 10 625' de profundidad y produjo durante las

pruebas por pistoneo 60 Bls de crudo de Hollín, cerca de 100 Bls de 26° API de “T”, y alrededor de 360 bpd de 19° API del reservorio “U”.

En 1980, la misma Texaco perforó el Yulebra 1, que alcanzó 10 345’ de profundidad, arrojando 1 803 bpd de los reservorios Tena Basal (1 614 bpd, 23° API), Hollín (189 bpd, 27° API), obteniéndose adicionalmente por pistoneo alrededor de 252 Bls de 20° API de “U” y 63 Bls de 22° API de una caliza situada sobre la caliza “M2”.

En 1991, Petroamazonas perforó el pozo Anaconda 1, que alcanzó los 10 403’ de profundidad y dio una producción de 1 488 bpd, provenientes de los reservorios Hollín Principal (423 bpd, 24° API), Hollín Secundaria (451 bpd, 26° API) y “U” (614 bpd, 20° API).

Petroproducción, con un nuevo modelo geológico y los trabajos de simulación desarrollados entre 1997 y 1998, define que Culebra-Yulebra-Anaconda constituyen un solo campo.

El campo fue puesto en producción con 131 bpd en promedio, en febrero de 1981. Muestra una tendencia incremental continua en el tiempo, estabilizándose entre 7 y 8 000 bpd a partir de diciembre del 95 hasta el primer trimestre de 2003. *En junio de 1997 el campo alcanzó su producción histórica más alta con 8 328 bpd.*

#### 6. 7. 2. La estructura y su evolución

*Es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE (fig. 23), lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina. Está compuesta por tres altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda. El cierre en los altos varía entre 30 y 40’.*

En la fig. 24, sobre la base de la deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena, se define una *edad maastrichtiana* para este anticlinal. En esta sección, se *confirma la presencia (observada en otros campos) de una fase extensiva albiana*. La falla oriental de la estructura Culebra no está completamente invertida y presenta todavía un juego normal.

#### 6. 7. 3. Características litológicas de los reservorios

No se cuenta con descripciones de los reservorios Hollín “U” y Tena, Basal, por carecer de núcleos.

*Arenisca “T”.* Sobre la base de unos pocos pedazos de núcleo, se describe una arenisca cuarzosa, con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo “flaser”, grano-decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada.

#### 6. 7. 4. Ambientes sedimentarios de los reservorios

*Arenisca “T”.* Se analizaron pedazos remanentes de núcleo del Yulebra 1, definiendo (White & Barragán, 1997) como un ambiente de marea (subambiente de banco de marea), que evoluciona hacia una plataforma marina lodosa o a lodos de lagoon distales. Indica que este perfil se puede también atribuir a un complejo de canal de marea

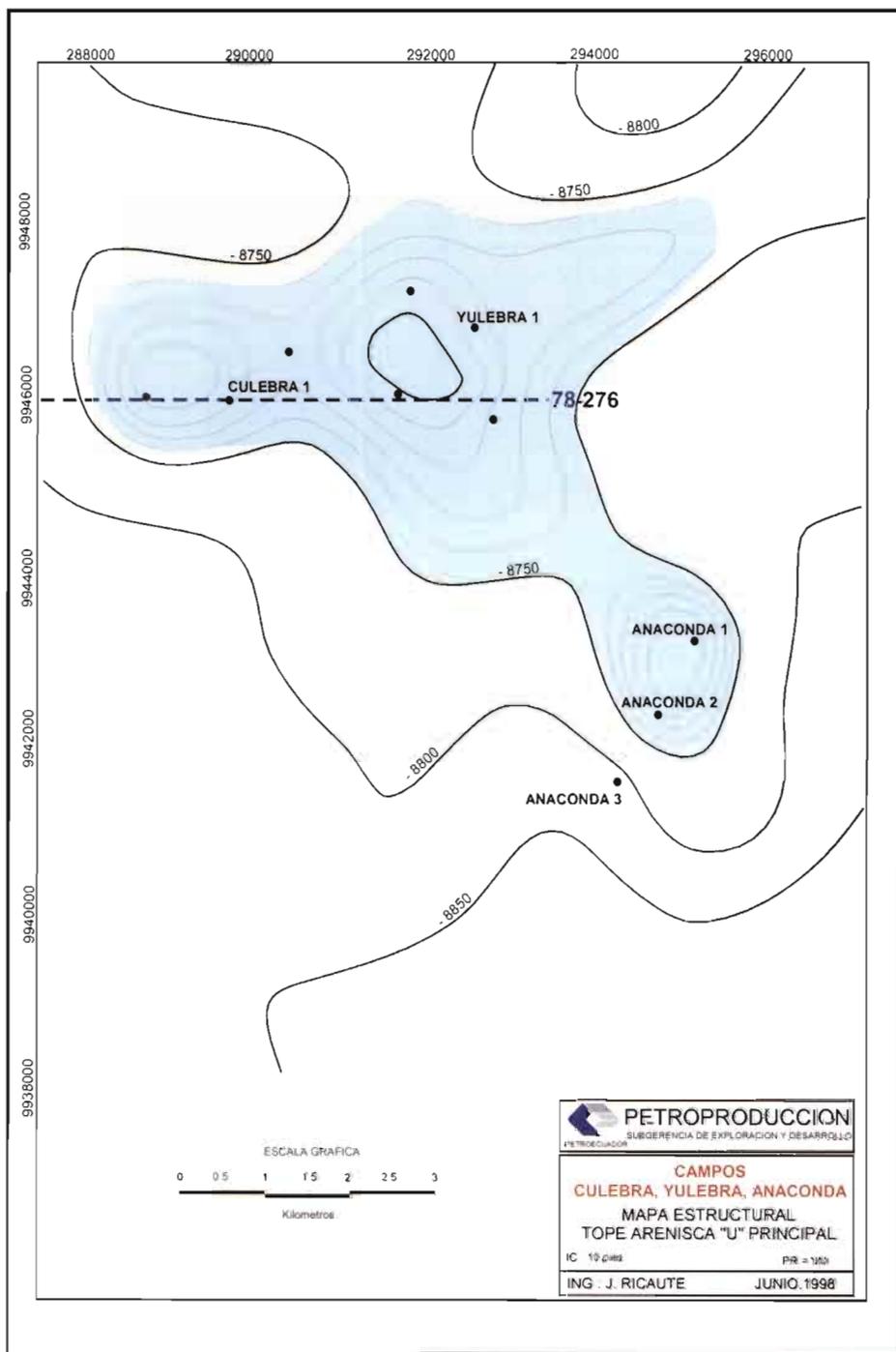


Fig. 23 – Campo Culebra-Yulebra-Anaconda: mapa estructural.

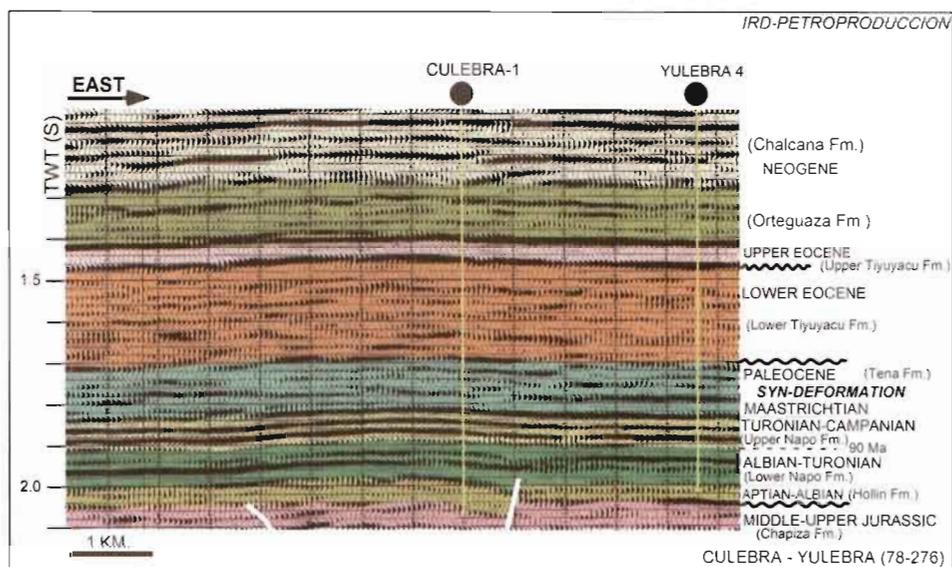


Fig. 24 – Campo Culebra-Yulebra-Anaconda: sección sísmica 78-276.

(barra de punta), con un ambiente lagunar similar cercano a la línea de costa. Es decir, corresponde a la parte superior de una secuencia de relleno de valle socavado.

#### 6. 7. 5. Características de los crudos

Hollín tiene un crudo de 24-29° API con 0,99% en peso de azufre (una muestra), “T” de 20° API, “U” de 19-21° API, con alto contenido de azufre (1,95 y 2,15% P; dos muestras) y Tena Basal de 17-23° API y un contenido de azufre de 1,59 % P.

La relación pristano/fitano para una muestra de crudo “U” es de 0,98 y para una de Tena Basal de 0,96, que indican una fuente marina con cierto aporte terrestre de la materia orgánica generadora.

El alto contenido de azufre y el perfil del cromatograma de los crudos “U” muestran una pérdida de las partes livianas, lo que indica que estos crudos se encuentran biodegradados.

### 6. 8. El Campo Guanta-Dureno

#### 6. 8. 1. Breve reseña histórica

El pozo Dureno I fue perforado a partir del 7 de junio y completado el 15 de julio de 1969. Alcanzó los 10 292' de profundidad. Las pruebas de producción dieron un total de 592 bpd de Hollín (348 bpd, 31° API) y “T” (244 bpd, 32° API). El Guanta I arrancó el 15 de diciembre de 1985, siendo completado el 11 de febrero de 1986, dando 6 261 bpd de los reservorios “T” (1 968 bpd, 29° API), “U” (3 576 bpd, 30° API) y una producción menor de los reservorios Hollín Inferior y Superior (717 bpd, 29° API).

Las interpretaciones sísmicas iniciales, al igual que en otros campos, hacían suponer la presencia de dos campos independientes, pero luego de la perforación de Guanta 1 y Dureno 1, se determinó que los yacimientos forman parte de un solo campo, lo que se confirmó en junio de 1986 con la perforación del Guanta 2 situada aproximadamente a la mitad de distancia entre los pozos antes mencionados.

Este campo muestra un perfil de producción, que partiendo de 699 BPPD en septiembre de 1984, se incrementa en forma sostenida hasta *alcanzar su máximo de producción histórica de 9 771 bpd en abril de 1988*. A partir de entonces empezó a declinar hasta abril del 2000, en que produjo un promedio de aproximadamente 2 800 bpd. La producción promedio a inicios de 2003, fue de alrededor de 5 mbpd.

#### 6. 8. 2. *La estructura Guanta-Dureno y su evolución*

Es una estructura lineal, cuyo eje se extiende en dirección N-SSO a lo largo de 15 km. Se ensancha en dirección centro (fig. 25). Su flanco este se limita contra una falla inclinada hacia el oeste, la que afecta hasta el reflector caliza M2.

*La edad de la estructura es turoniano terminal-campaniano*, evidenciada por deformación sin-sedimentaria de los estratos de Napo Medio-Superior (fig. 26).

#### 6. 8. 3. *Litología y ambiente sedimentario del reservori "U"*

Se cuenta con escasa información del reservorio "U", e información únicamente de rípos de perforación de los otros reservorios: Hollín, "T" y Tena Basal.

*Arenisca "U"*. Un núcleo del pozo Guanta 10, analizado por Jaillard (1997), muestra areniscas grano-crecientes con restos vegetales. El medio fue interpretado en su parte basal como de playa dominada por olas, pasando hacia arriba a playa de alta energía y ante-playa con bioturbaciones, a lo que sigue un medio transgresivo con lutitas negras, y sobre estas un nuevo ciclo grano y estrato-creciente de progradación de plataforma clástica.

#### 6. 8. 4. *Características de los crudos*

El crudo Hollín es de 31° API, el de "T" de 32° , el de "U" de 33° y el de Tena Basal de 28° API.

El contenido de azufre analizado para tres muestras de "T", "U" y Tena Basal es de 0,60, 0,88 y 1,35 % P, respectivamente.

### 6. 9. **El campo Yuca**

#### 6. 9. 1. *Breve reseña histórica*

Este campo fue descubierto en 1970 con la perforación del pozo Yuca 1, que se inició el 31 de octubre y fue completado el 12 de diciembre de 1970, alcanzando 10 426'.

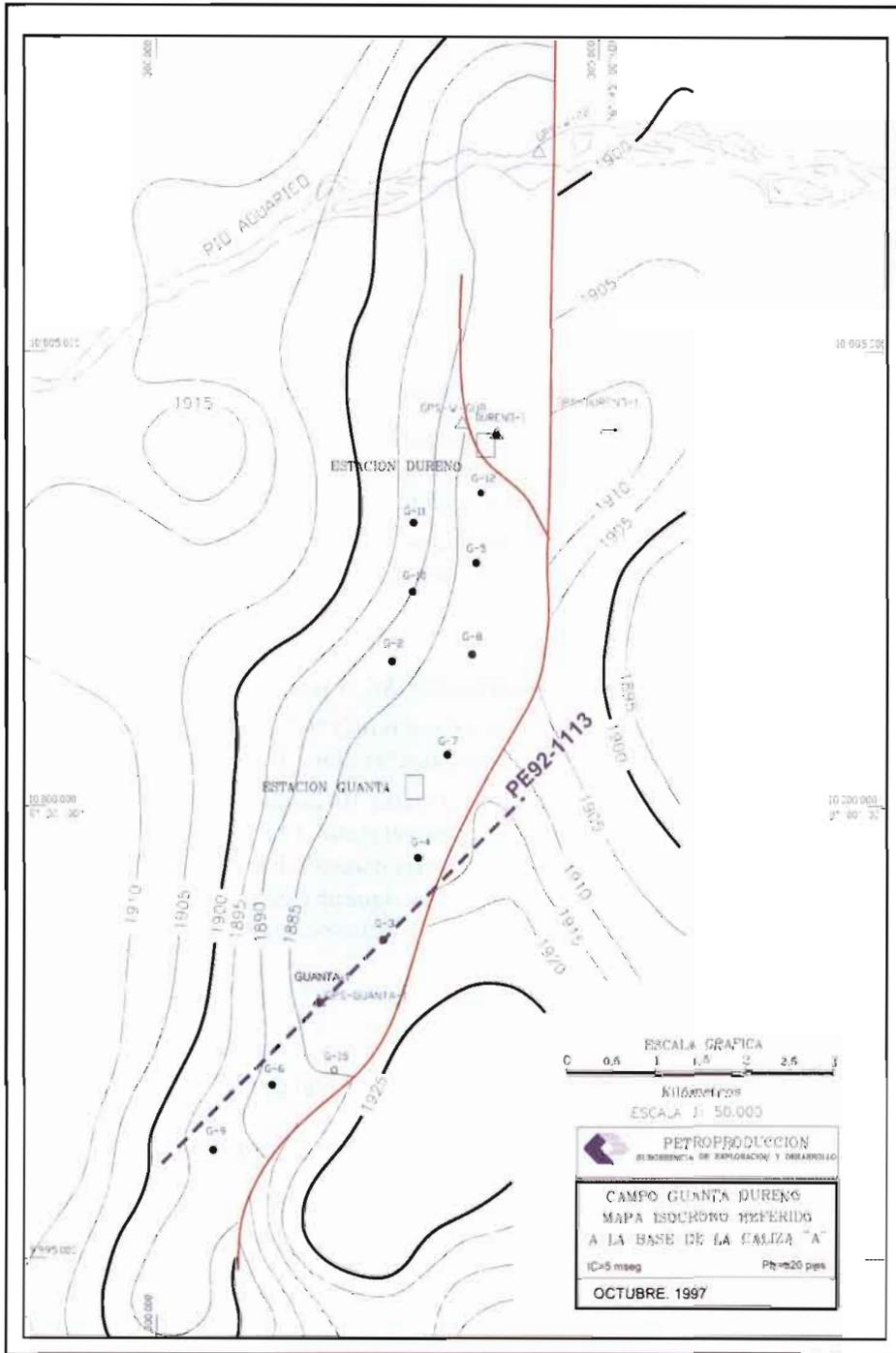


Fig. 25 – Campo Guanta-Dureno: mapa estructural.

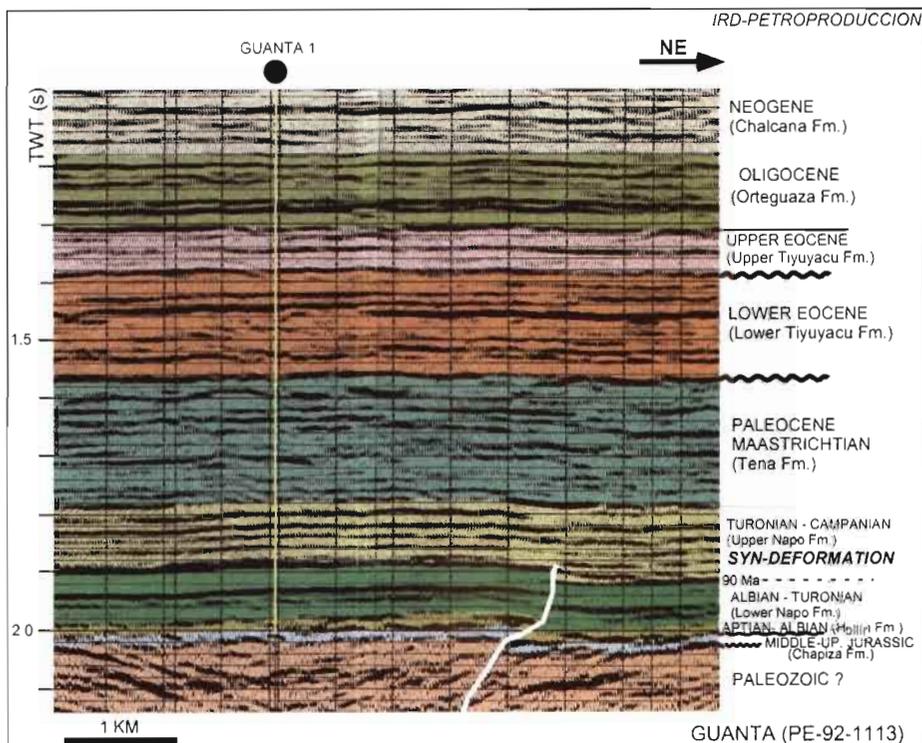


Fig. 26 – Campo Guanta-Dureno: sección sísmica PE-92-1113.

Produjo 1 044 bpd de los reservorios Hollín Superior (340 bpd, 23° API), “T” (520 bpd, 30° API) y “U” (184 bpd, 27° API).

Este campo inicia su vida productiva en diciembre de 1980, con 1 150 bpd. Al igual que algunos otros campos, muestra dos reactivaciones en su perfil de producción: la primera caracterizada por un incremento acelerado hasta rebasar los 6 000 bpd (febrero-agosto de 1981), seguido por una declinación hasta los 1 166 bpd en mayo de 1989. Una segunda en la que alcanza el record histórico de 8 304 bpd en mayo de 1997, declinando hasta 4 200 bpd en julio de 2000. La última reactivación encuentra al campo con producciones superiores a los 7 000 bpd a inicios de 2003.

### 6. 9. 2. La estructura Yuca y su evolución

Se trata de una estructura de orientación N-S integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al norte con un cierre estructural cercano a los 70’ y el del sur con un cierre de alrededor de 30’ (fig. 27). En la fig. 28, se presenta cómo una anticlinal de relieve muy suave, algo asimétrico, *desarrollado en el Maastrichtiano-Paleoceno*, evidencia la deformación sin-tectónica de la Formación Tena.

La Formación Hollín está afectada por fallas normales sin-sedimentarias, las mismas que fueron parcialmente invertidas durante el episodio de transpresión cretácico.

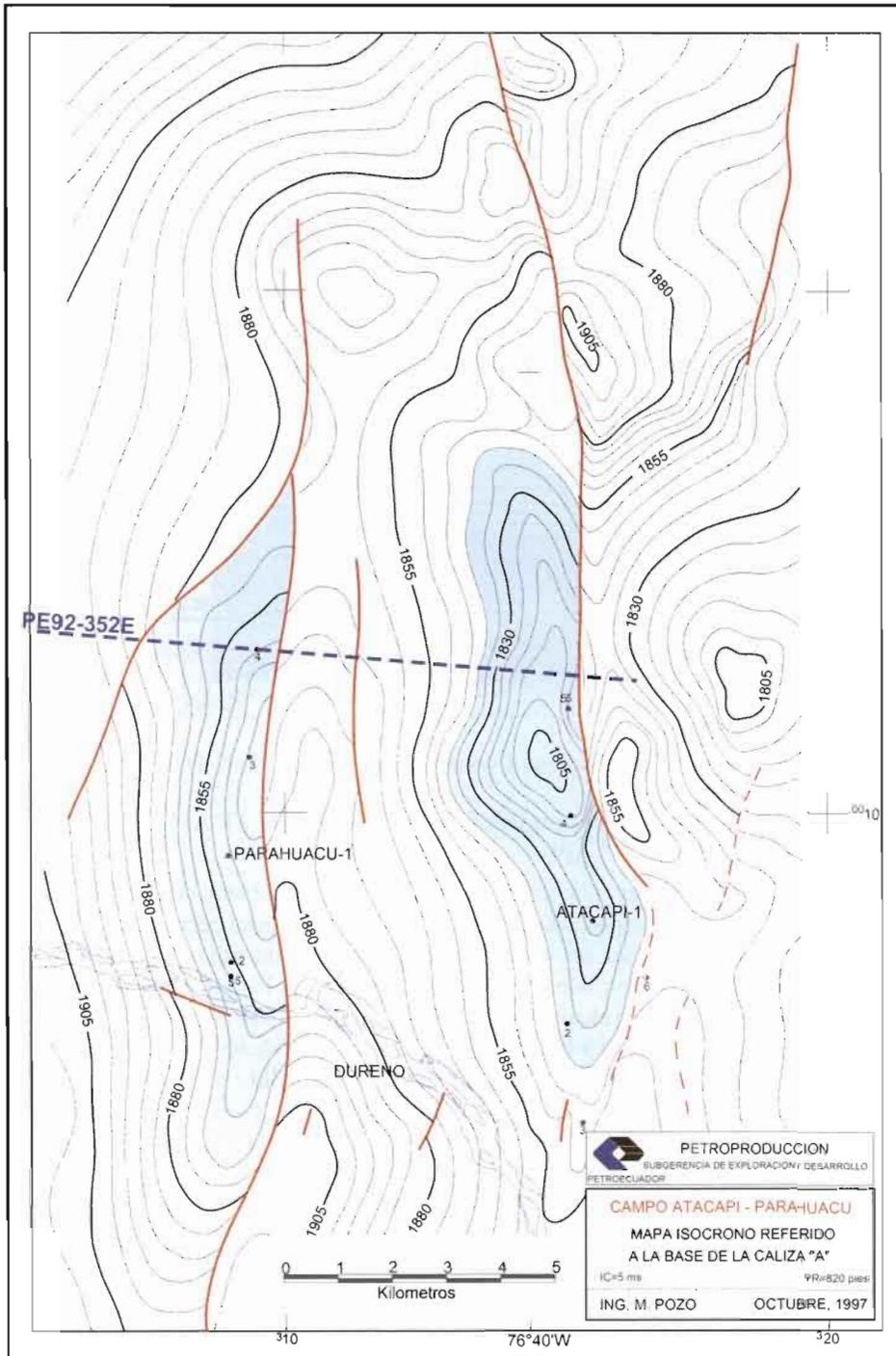


Fig. 27 – Campo Yuca: mapa estructural.

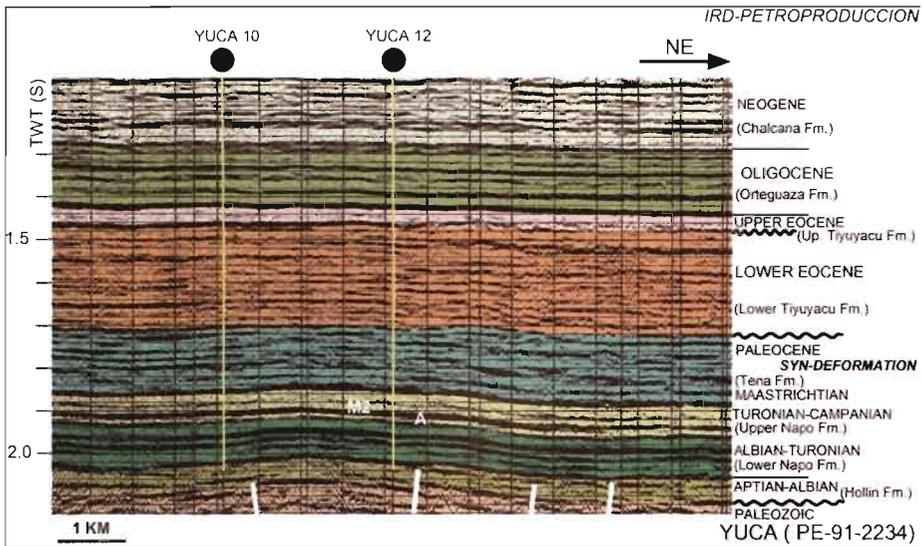


Fig. 28 – Campo Yuca: sección sísmica PE-91-2234.

### 6. 9. 3. Litología de los reservorios

Lamentablemente, en este campo la información de las características de las rocas reservorio “T” y “U” es muy escasa, por cuanto de los pocos núcleos tomados se ha conservado solo una pequeña parte.

*Arenisca “T”.* En el remanente del núcleo del Yuca 10, se describe una arenisca de 10’ de espesor de grano fino a medio con laminación planar y “ripples”. Hay abundantes detritos carbonáceos. En el Yuca 12, se presenta una arenisca glauconítica y un complejo laminado de lodolita/limolita (White *et al.*, 1995).

*Arenisca “U”.* Petrotech (1995) identifica en su estudio sobre la base de la información de secciones sísmicas un cambio lateral de facies detríticas a calcáreas.

### 6. 9. 4. Ambientes sedimentarios del reservorio “T”

*Arenisca “T”.* White & Barragán (1997) examinaron los núcleos de los pozos Yuca N-2 y Yuca 10, definiendo sobre la base de la escasa información de pedazos remanentes de núcleo del Yuca 10, un ambiente deposicional cercano a la línea de costa, con influencia mareal y fluvial (aunque en la descripción se define a los cuerpos arenosos como barras de desembocadura, indica que igualmente pueden ser definidos como bancos de marea o facies de canal). El núcleo del Yuca N-2 indica un ambiente neto de plataforma marina.

### 6. 9. 5. Características de los crudos

El crudo de Hollín es de 28° API, el de “T” de 29° y el de “U” de 19° API. Se cuenta con un análisis del contenido de azufre para el crudo Hollín de 1,45 % Peso, y uno del crudo “T” de 1,05 % P.

Se determinó una relación pristano/fitano de 0,99 para una muestra de crudo del reservorio "T" que indicaría una proveniencia de sedimentos marino marginales con importante aporte terrestre.

## 6. 10. El campo Parahuacu

### 6. 10. 1. Breve reseña histórica

Este campo fue descubierto por el consorcio Texaco-Gulf con la perforación del pozo Parahuacu 1, que arrancó el 4 de octubre y fue completado el 17 de noviembre de 1968, alcanzando la profundidad de 10 173'. Dio una producción de 448 BPPD de 31° API del reservorio "T".

### 6. 10. 2. La estructura Parahuacu y su evolución

Es una estructura anticlinal de orientación N-S, de 13 km de largo, con un ancho promedio de 2 km (fig. 29), limitada al este por una falla inversa de alto ángulo.

*En el dominio de esta estructura, se evidencia una primera fase extensiva, también identificada en las estructuras Charapa y Culebra-Yulebra-Anaconda, de edad albiana (contemporáneas a la depositación de Hollín y Napo basal), definida por un conjunto de fallas normales sin-sedimentarias que no sufrieron inversión posterior (fig. 30).*

*La fase compresiva que formó la estructura es de edad turoniana terminal-maastrichtiana y produjo una deformación sin-sedimentaria sincrónica con la depositación de Napo-Superior-Tena (30).*

### 6. 10. 3. Litología y ambientes sedimentarios de los reservorios

*Areniscas "U" y "T".* SSI (Scientific Software Intercomp) en 1994, definió para las areniscas "U" y "T", un ambiente predominantemente deltaico con influencia fluvial predominante y, menor influencia mareal. Más concretamente, corresponden a subambientes de canales distributarios con direcciones NNE-SSO y barras de desembocadura con orientación NNE-SSO, con presencia menor de barras de desborde (spill-over bars) y depósitos de "crevasse splay". El ancho de los canales definido por SSI (1994a), sobre la base de presiones, varía entre 130-420' para "T" y 900' para "U".

Las secuencias arenosas "T" y "U" son cuarzosas en sus partes basales y, contienen abundante glauconita en sus porciones superiores, lo que se corresponde con una etapa de plataforma. Las lutitas negras y los cuerpos calcáreos "A" y "B", depositados sobre la secuencia, se desarrollaron según SSI (1994a) en un pro delta.

*Arenisca Tena Basal.* Fue depositada rellenando canales erosionados, de tendencia SE y un ancho entre 140 y 250', definidos sobre la base de información sísmica (SSI, 1994a).

### 6. 10. 4. Características de los crudos

Los crudos se tornan más pesados de los yacimientos más profundos a los más someros, así "T" tiene 30° API, U 28° y Tena Basal 20° API, siendo sus contenidos de azufre de 0,62, 0,67 y 1,05 % P, respectivamente.

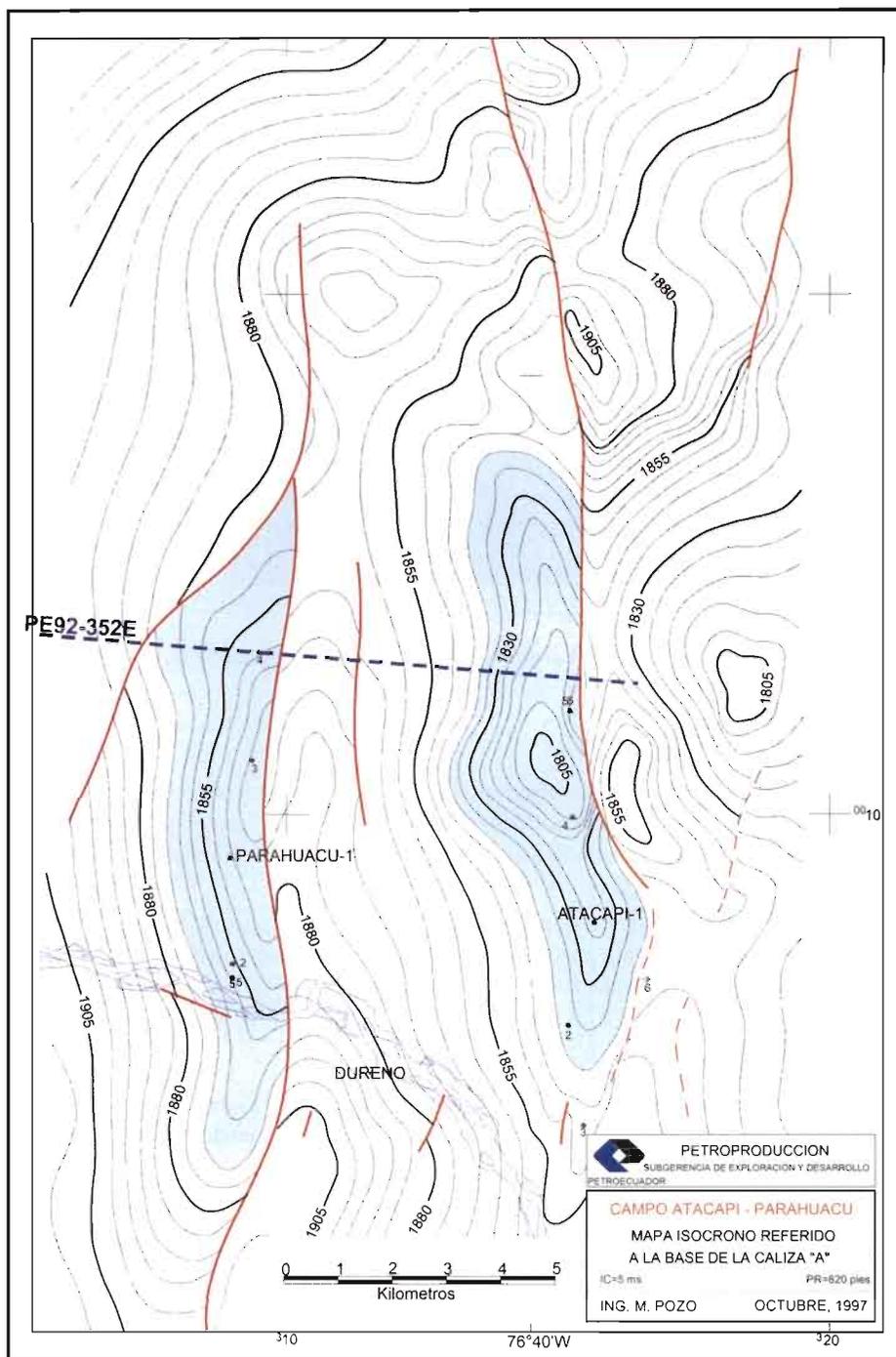


Fig. 29 – Campo Atacapi-Parahuacu: mapa estructural.

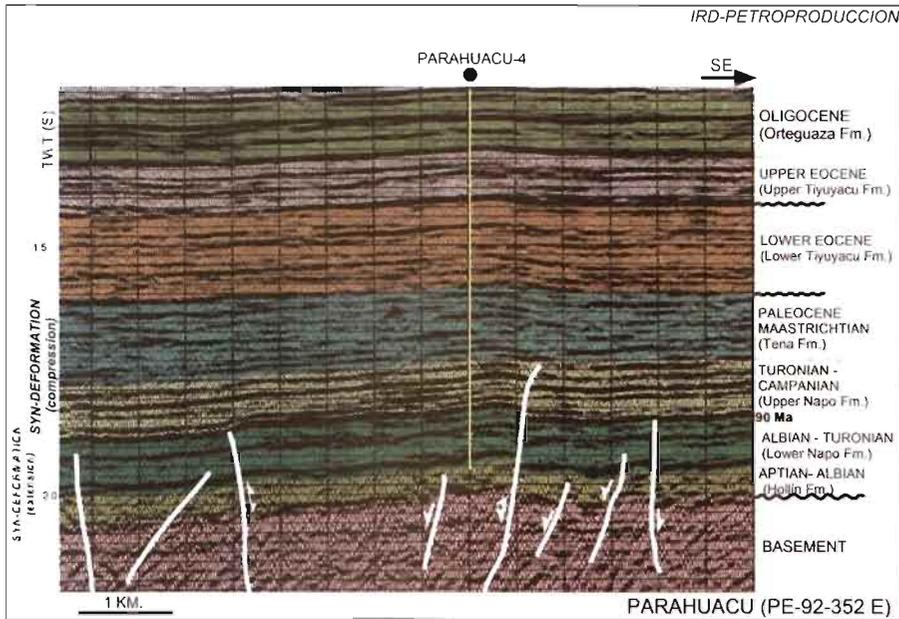


Fig. 30 – Campo Parahuacu: sección sísmica PE-92-352 E.

## 6. 11. El campo Atacapi

### 6. 11. 1. Breve reseña histórica

El campo Atacapi fue descubierto por Texaco con el pozo Atacapi 1, cuya perforación se inició el 6 de agosto, alcanzó los 9 848' de profundidad, y fue completado el 28 de septiembre de 1968. Produjo un total de 3 800 bpd (1 960 bpd de 29° API del yacimiento "U" y 1 840 bpd de 34° API de "T").

Su producción arranca al igual que Parahuacu en diciembre de 1978. Desde enero de 1979, se estabilizó con una producción ligeramente superior a los 4 000 BPPD hasta agosto de 1984. *En febrero de 1981, produce 7 148 bpd —su máximo histórico—.*

### 6. 11. 2. La estructura Atacapi y su evolución

Es una estructura así-métrica de orientación N-SSE, de 17 km de longitud y 2 km de ancho aproximados (fig. 29), limitada al este por una falla que desaparece en la parte sur del campo.

*La estructura se desarrolló en el Maastrichtiano-Paleoceno, con deformación sin-tectónica de los depósitos Tena, cuya variación de espesores refleja el crecimiento de la estructura (fig. 31).*

### 6. 11. 3. Ambientes sedimentarios de los reservorios

*Areniscas "T" y "U". SSI (1994b) asigna un ambiente deltaico marino con influencia fluvial, con subambientes de canales distributarios de dirección NNE-SSO*

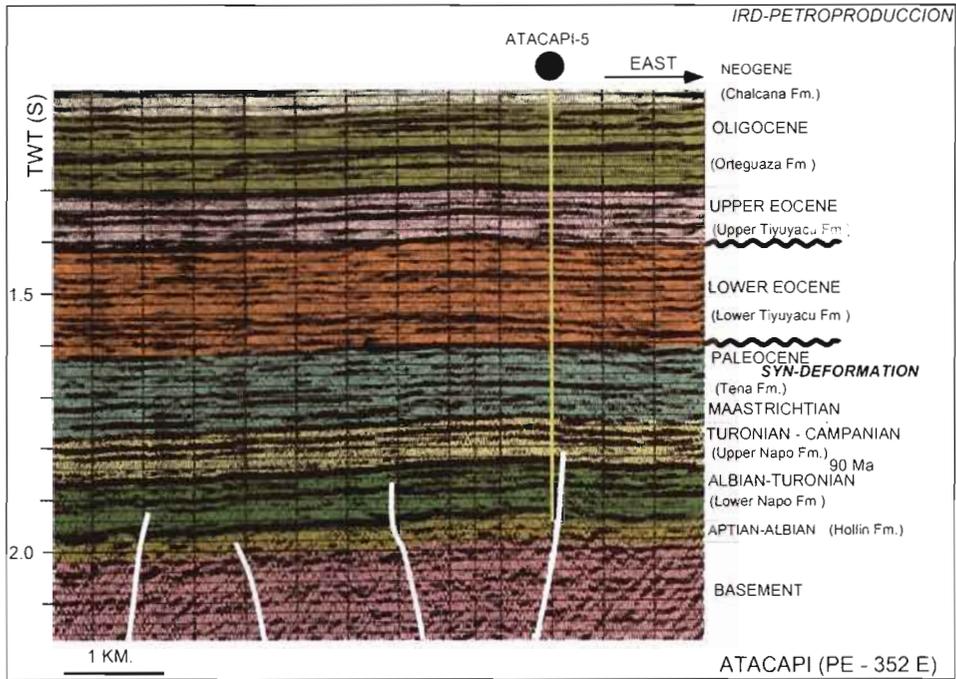


Fig. 31 – Campo Atacapi: sección sísmica PE-92-352 E.

y barras de desembocadura principalmente, con ocurrencias menores de barras de rebalse y depósitos de “crevasse splay”.

#### 6. 11. 4. Características de los crudos

Los crudos de los reservorios “T” y “U” tienen 32° y 23° API respectivamente, con contenidos de azufre de 0,51 para el primero (una muestra) y 0,62, 0,71% P para el segundo (dos muestras).

La relación pristano/fitano para una muestra de crudo “U” dio 0,93, que indica una roca fuente marina con algo influencia continental.

### 6. 12. El campo Tapi-Tetete

#### 6. 12. 1. Breve reseña histórica

Este campo está conformado por dos altos estructurales, que se consideraban independientes. Fue descubierto con la perforación del pozo Tetete 1 en julio de 1980, el mismo que alcanzó los 9 400’ de profundidad, y dio 1 645 BPPD de los reservorios “T” (1 315B PPD, 30° API) y “U” (330 BPPD, 29° API). Entre septiembre y octubre de 1985, se perforó la estructura Tapi con el pozo Tapi 1, el que llegó a los 9 183’ de profundidad y produjo 2 045 BPPD de los reservorios “T” (1333 BPPD, 29° API) y “U” (712 BPPD, 28° API).

Posteriormente, con la definición de los límites hidrodinámicos y el ajuste de los mapas estructurales, se comprobó que los dos altos se integraban en una sola estructura, constituyendo parte de un solo campo.

Este campo arranca su producción en abril de 1984 y alcanza su máximo histórico en septiembre de 1994 con cerca de 7 500 bpd promedio. A inicios de 2003, producía cerca de los 4 900 bpd.

#### 6. 12. 2. *La estructura Tapi-Tetete y su evolución*

Está constituida por dos altos de orientación NE-SO: el alto Tapi ubicado en la parte NO y el alto Tetete de mayores dimensiones que el anterior, ubicado al SE (fig. 32).

*La estructura Tapi se desarrolla entre el Coniaciano y el Eoceno inferior, sobre un alto de basamento constituido por gabbro metamorfizado, que fue datado por Texeira et al. (1989) en el pozo Tapi 1, dando una edad proterozoica entre temprana y media (1 600 +/- 48 millones de años). Baby, sin embargo, considera que la estructura se desarrolla sobre una isla volcánica (fig. 33), con "onlap" de la Formación Napo sobre ella, similar a lo encontrado en la estructura Vista (fig. 34).*

#### 6. 12. 3. *Características de los crudos*

El crudo del reservorio "T" tiene una gravedad de 28° API y un contenido de azufre de 0,42% y 0,71 % P (2 muestras), y el de "U" de 29° API y 0,76 y 0,79% Peso (2 muestras).

### 6. 13. **El campo Charapa**

#### 6. 13. 1. *Breve reseña histórica*

Texaco descubrió el campo Charapa con la perforación del pozo Charapa 1, la misma que se inició el 12 de agosto de 1967, obteniéndose 200 BPPD de 30° API de una prueba conjunta de Hollín principal y Hollín secundario. Posteriormente, la caliza "B" probó ser petrolífera, y durante 15 años ha producido alrededor de 1 400 millones de barriles prácticamente sin agua. La producción a finales de los 90° oscilaba en alrededor de los 100 bpd, pero con la entrega como campo marginal a una compañía extranjera, ésta implementó cambios tendientes a lograr una mayor producción, pero en su lugar el campo dejó de producir del único pozo que tenía, estando desde entonces cerrado.

#### 6. 13. 2. *La estructura Charapa y su evolución*

La estructura tiene la forma de cajón (fig. 35) y se extiende en sentido NNE-SSO a lo largo de 5 km, con un ancho promedio de 2-2,5 km. Está limitada por dos fallas subverticales, la oriental de tipo transpresivo y la occidental, derivada de la anterior, forman una pequeña estructura en flor. El cierre estructural a la base de la caliza "A" es de alrededor de 150°.

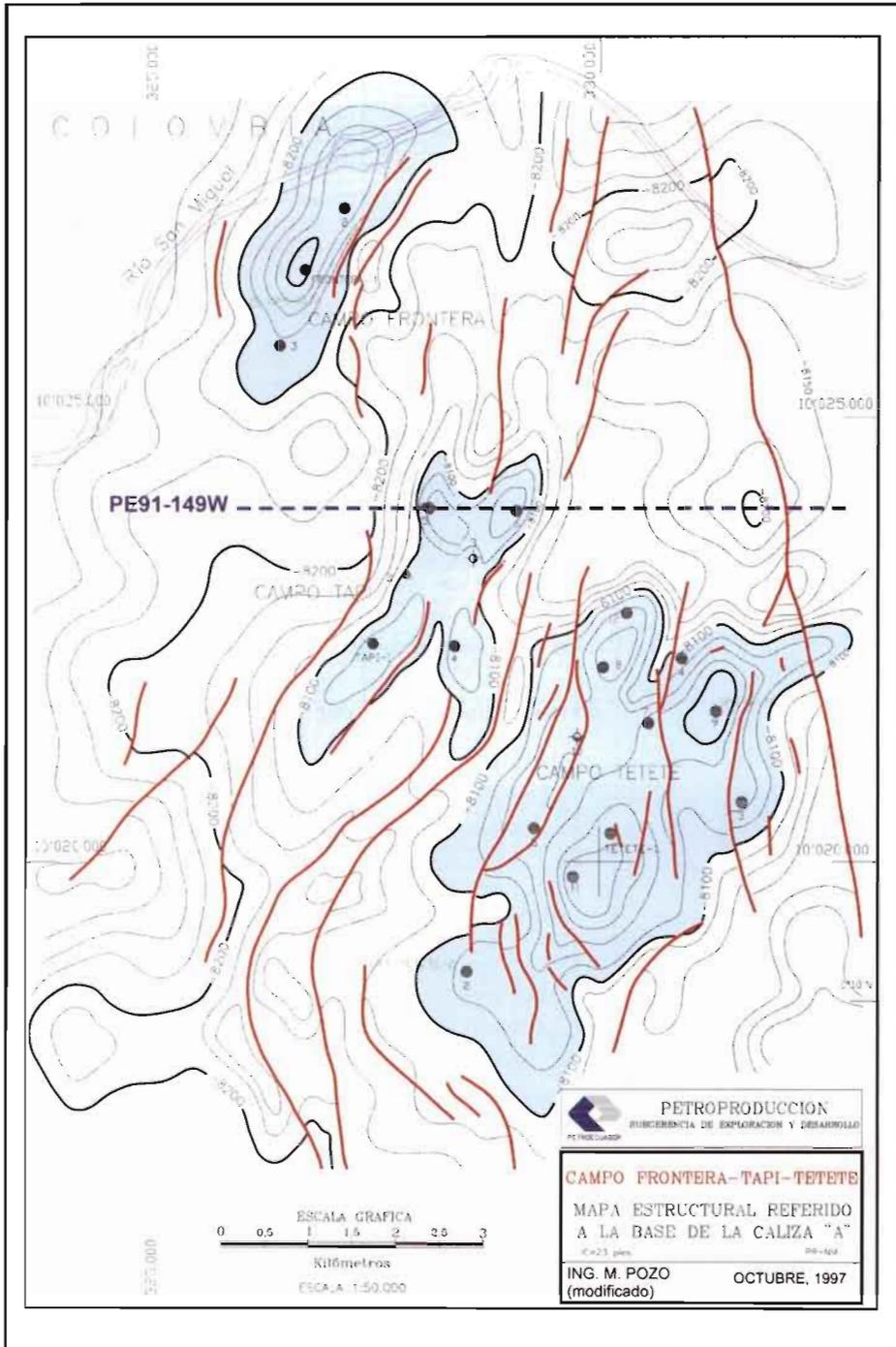


Fig. 32 – Campo Tapi-Tetete: mapa estructural.

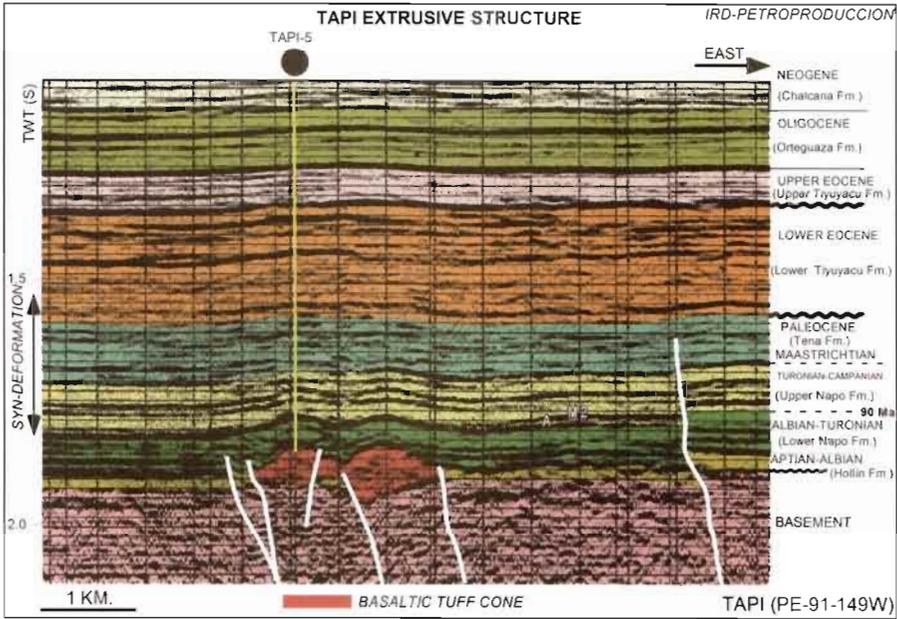


Fig. 33 – Campo Tapi: sección sísmica PE-91-149W.

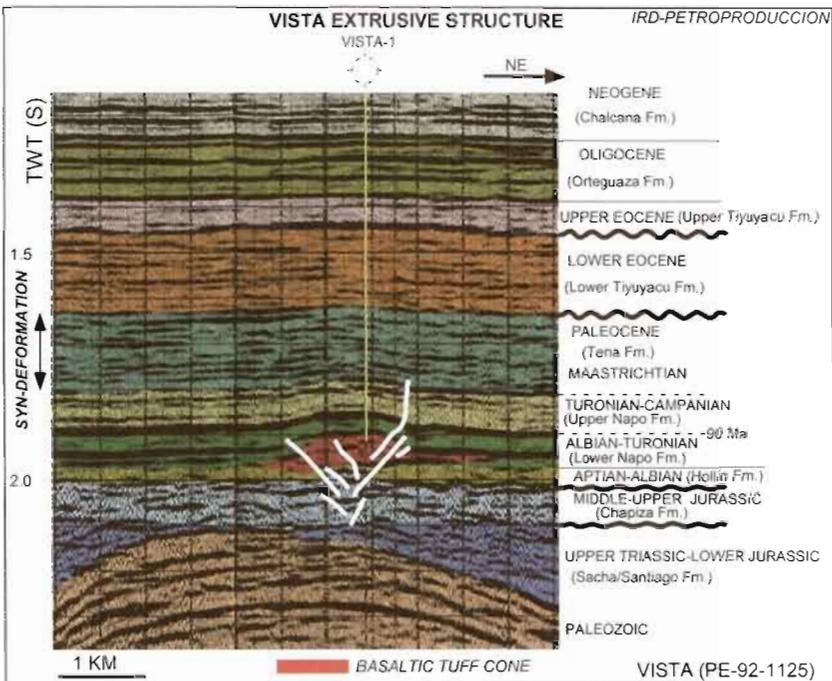


Fig. 34 – Estructura Vista: sección sísmica PE-92-1125.

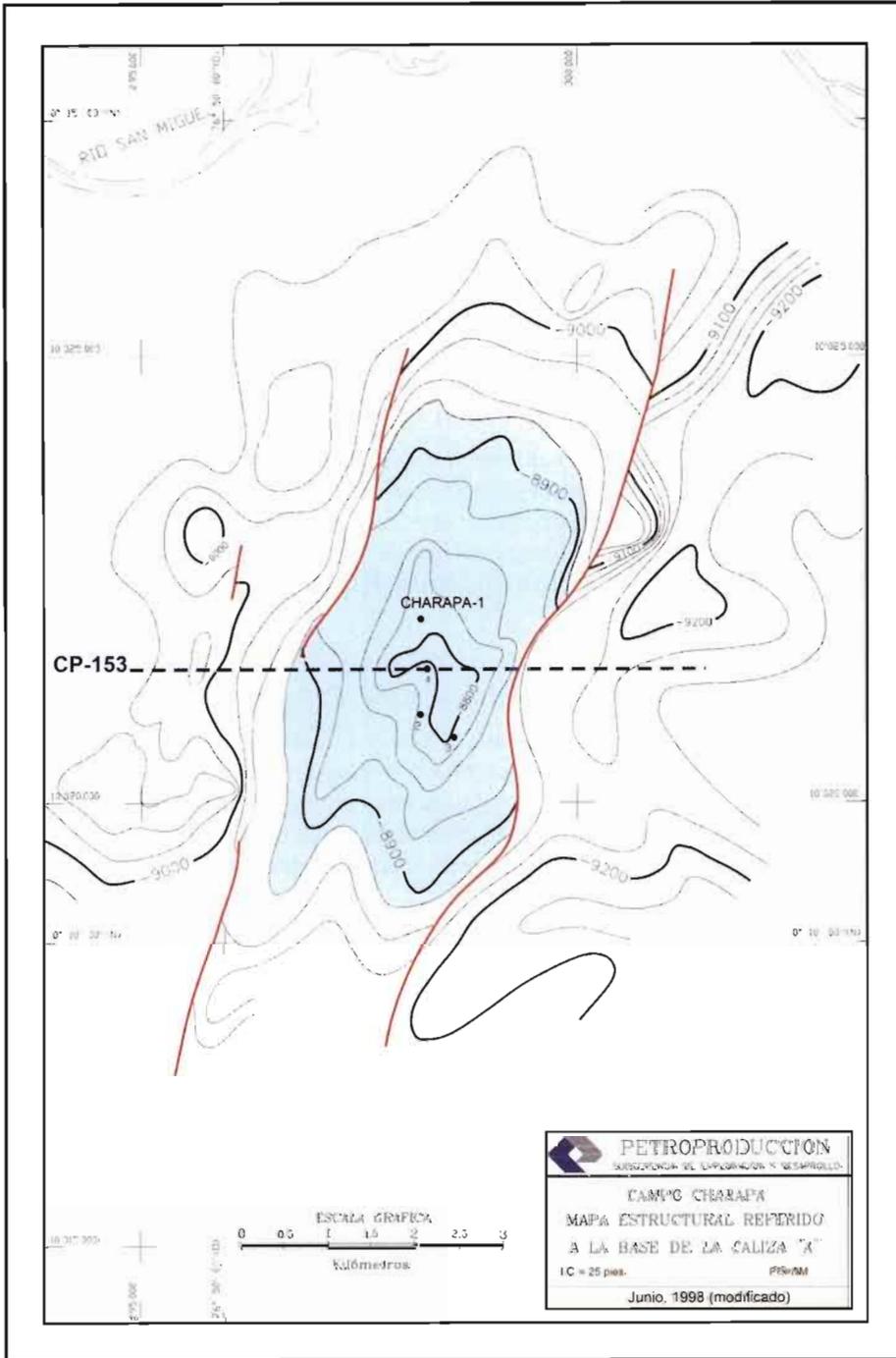


Fig. 35 – Campo Charapa: mapa estructural.

La estructura Charapa forma parte de un eje limitado y generado por la falla en flor que corta su flanco este y que se extiende hacia el sur con las estructuras Lago Agrio y Palo Rojo, y hacia el norte se interna en territorio colombiano.

Es una estructura muy interesante, ya que en ella se puede diferenciar *deformación sin-sedimentaria por extensión en el tiempo Hollín-Napo Basal*, que atestiguaría la presencia de eventos distensivos en el Albiano (fig. 36). La inversión tectónica es evidente inmediatamente después de la depositación de la caliza "A", como atestigua el "onlap" sobre el reflector de dicha caliza. Por lo tanto, esta estructura *pertenece al grupo de las estructuras de formación temprana: Turoniano Terminal-Maastrichtiano*, presentando una reactivación menor en el Neógeno, como muestra el flexuramiento de los estratos superiores de la columna sedimentaria (fig. 36).

### 6. 13. 3. Litología del reservorio Caliza "B"

La caliza "B", estudiada en dos núcleos, está representada por calizas oscuras a negras, en partes pasando a margas bituminosas de grano fino, tipo "mudstones", en partes laminadas ricas en pirita con restos de peces, bivalvos finos pelágicos ("filamentos") y foraminíferos. Hacia la parte inferior de uno de los núcleos, se describe una caliza brechosa oscura con clastos de caliza bioclástica. Hay intercalaciones de poco espesor de carbón.

### 6. 13. 4. Ambiente sedimentario del reservorio Caliza "B"

La caliza "B", según Rivadeneira (1994) y Jaillard (1997), corresponde a un medio anóxico que se profundiza hacia arriba, con temporales cambios a un medio algo oxigenado como atestiguan niveles con fauna bentónica y el color gris claro de otros. En uno de los núcleos, se definieron tres discontinuidades que parecen corresponder a condensaciones producidas durante transgresiones menores.

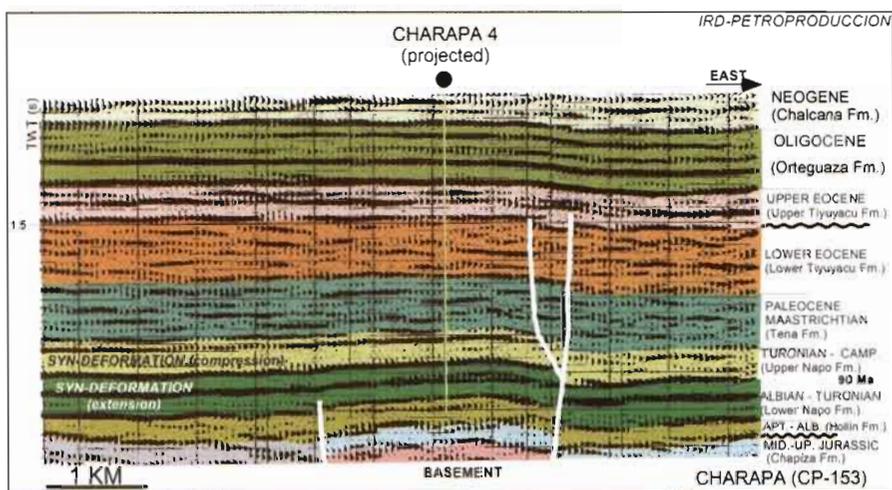


Fig. 36 – Campo Charapa: sección sísmica CP-153.

### 6. 13. 5. Características de los crudos

El crudo de la caliza "B" era de 30° API, con un contenido de azufre de 0,68 %.

## 7. CAMPOS DEL "PLAY" ORIENTAL (SISTEMA CAPIRÓN-TIPUTINI)

### 7. 1. El campo Cuyabeno-Sansahuari

#### 7. 1. 1. Breve reseña histórica

Las interpretaciones estructurales iniciales mostraban dos estructuras independientes: una septentrional a la que se denominó Sansahuari y otra meridional llamada Cuyabeno. El pozo Sansahuari 1, perforado entre el 25 de octubre y el 12 de noviembre de 1979, alcanzó una profundidad de 8 268' y produjo 2 098 bpd de 23-26° API del reservorio "U". El Cuyabeno 1 por su parte fue perforado a partir del 23 de octubre, siendo completado el 24 de noviembre de 1972, llegando a los 8 157' de profundidad total. Su producción fue de 648 BPPD de 26° API de "U", mientras que de la arenisca Tena Basal, solo se obtuvieron trazas de crudo pesado.

En 1996, una nueva interpretación sísmica y geológica integra las dos estructuras en una sola, lo que se confirmó con la perforación de los pozos Cuyabeno 21 y Sansahuari 10.

Este campo es puesto en producción en enero de 1984, con 806 bpd en promedio. En agosto de 1997, llega a los 14 157 bpd, que es su máximo histórico de producción. A inicios de 2003, su producción estaba en alrededor de los 9 600 bpd.

#### 7. 1. 2. La estructura Cuyabeno-Sansahuari y su evolución

Se trata de una estructura elongada en dirección N-SSE, de 16 km de longitud aproximada, que se ensancha en dirección sur (fig. 37). Presenta al menos cinco culminaciones o altos a nivel de la base de la caliza "A", siendo su mayor cierre estructural algo superior a los 50'.

El campo está limitado al oeste por una falla regional, la misma que en la fig. 38 corta hasta los sedimentos Tena. Hacia el sur (fig. 39), en el campo Cuyabeno, se extingue a la altura del reflector "M2". Esta falla, a nivel de la base caliza "A", tiene un salto máximo de alrededor de 400'.

*La estructura se conformó como resultado de una inversión tectónica durante el Eoceno Temprano a Medio, evidenciada en las figs. 38 y 39, por deformación sin-tectónica de los depósitos de Tiyuyacu inferior, reflejada en un importante cambio de espesor entre la parte alta y el flanco occidental de la estructura.*

#### 7. 1. 3. Litología de los reservorios

Lamentablemente, no se cuenta con información litológica de las areniscas "T" y "U" y solo se tiene la interpretación de un núcleo de la arenisca Tena Basal del pozo Cuyabeno 2, que consiste en un conglomerado con matriz de areniscas gruesas y cemento calcáreo, con cantos de cuarzo, calizas fosfatadas y otros, que representan depósitos transgresivos.

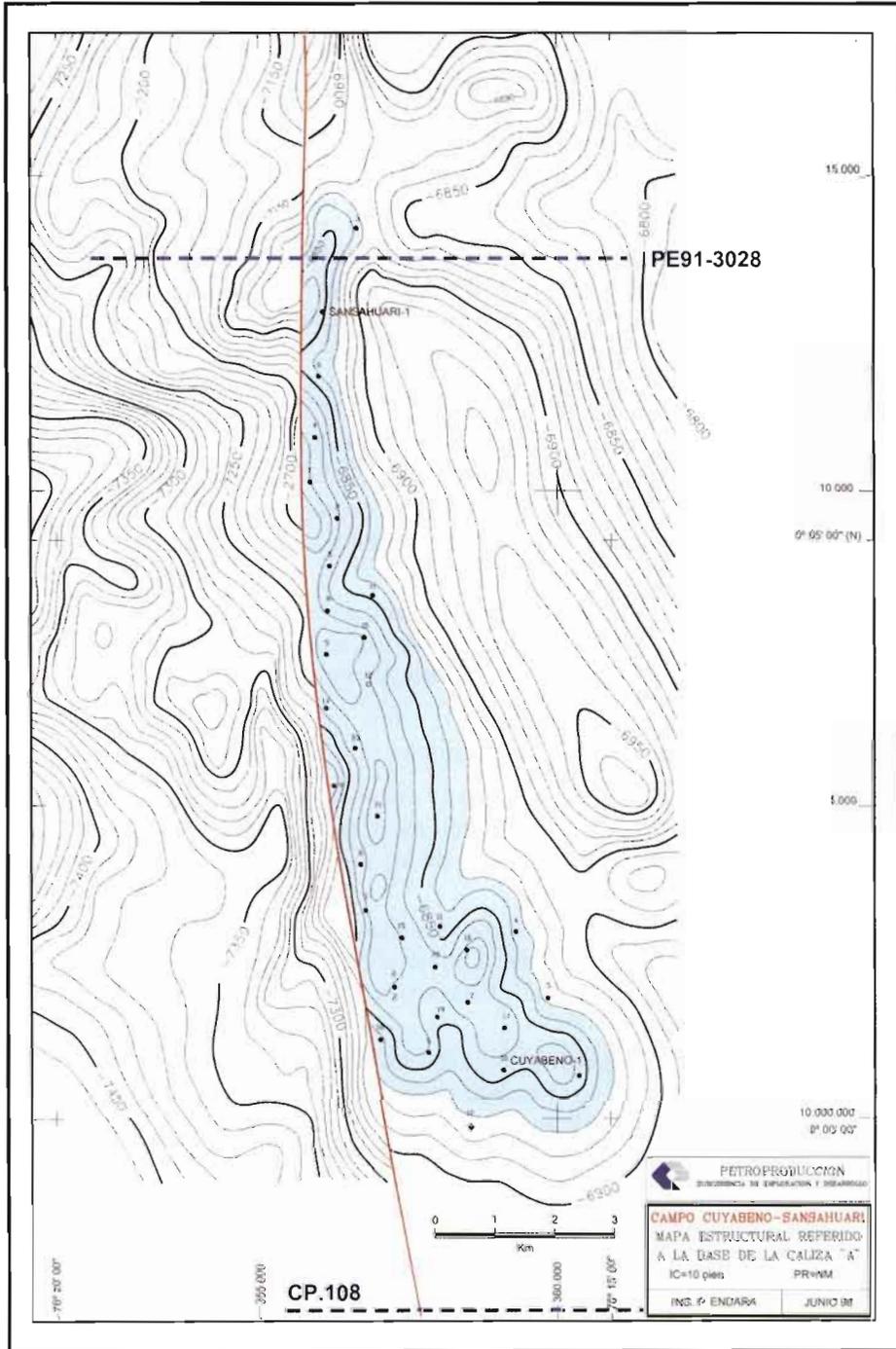


Fig. 37 – Campo Cuyabeno-Sansahuari: mapa estructural.

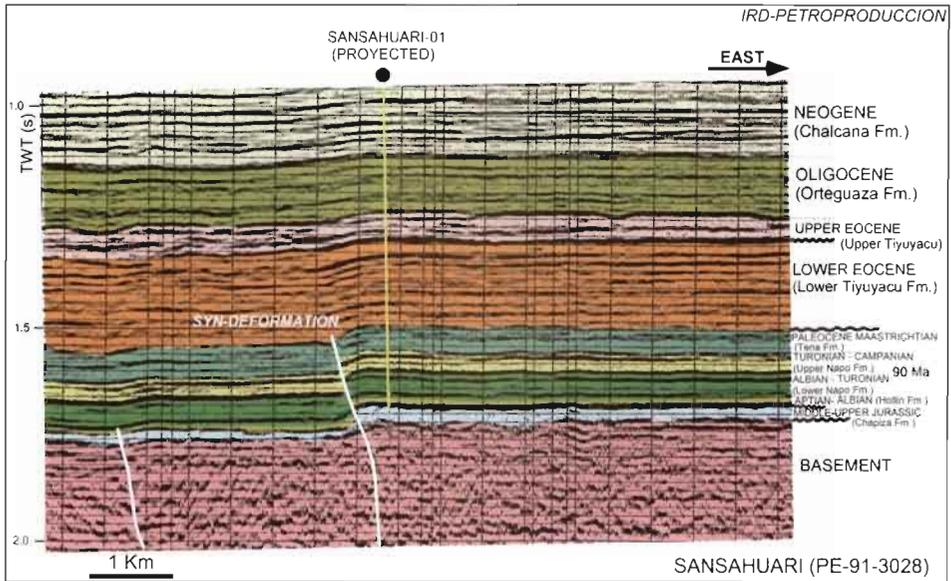


Fig. 38 – Campo Sansahuari: sección sísmica PE-91-3028.

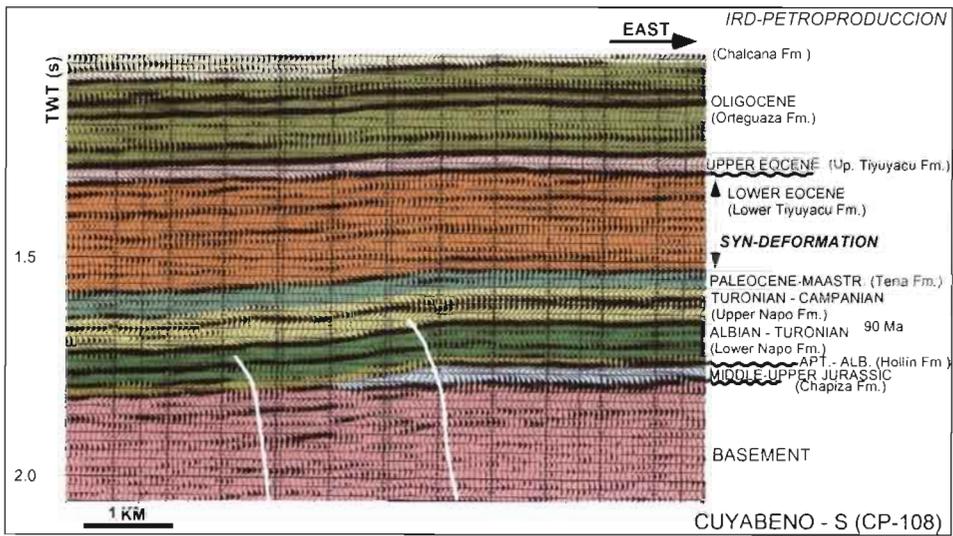


Fig. 39 – Campo Cuyabeno S: sección sísmica CP-108.

Los registros de pozos muestran que tanto la arenisca "T" como la "U" se ubican al inicio de sendas secuencias transgresivas y que muestran de abajo hacia arriba cuerpos arenosos de cuarzo, limpios bien desarrollados, según la curva de rayos gamma, que hacia arriba pasan a areniscas de tamaño más fino, intercaladas con lutitas, rematando en sedimentos arcillosos y calcáreos.

#### 7. 1. 4. *Ambientes sedimentarios de los reservorios*

Del carácter de los registros de pozo, y por similitud con áreas cercanas de la cuenca, parece que a la base se desarrollan depósitos de canal (¿fluvial?), posiblemente sobre valles de incisión, trabajados durante una regresión generalizada. A estos depósitos les suceden en el tiempo: areniscas depositadas en un medio menos energético posiblemente transicional (¿planicies arenosas?), glauconíticas como se observa en rípios de perforación sobre las que se desarrollan lutitas y calizas de plataforma.

#### 7. 1. 5. *Características de los crudos*

El crudo del yacimiento "T" tiene una gravedad API promedio de 29° y el de "U" de 25°, variación que se refleja directamente en el contenido de azufre, cuyo porcentaje en peso varía entre 0,84 y 1,03 % (tres análisis) para "T", y entre 0,86 y 1,48 % (4 análisis) para "U".

### 7. 2. **El campo Víctor Hugo Ruales (VHR)**

#### 7. 2. 1. *Breve reseña histórica*

El campo se llamó inicialmente Cantagallo, y con ese nombre se perforó el primer pozo entre el 17 de junio y el 18 de julio de 1988. Alcanzó una profundidad de 8 330' y dio una producción de 10 617 bpd de los reservorios "T" (1 008 bpd, 33° API), "U" (8 617 bpd, 32° API), "M2" (442 BPPD, 32° API) y Tena Basal (550 bpd, 20° API).

En 1991, a raíz del fallecimiento de Víctor Hugo Ruales (ejecutivo de CEPE, uno de los artífices del arranque de la producción de los primeros campos de la empresa), se le rebautizó con su nombre.

El campo Víctor Hugo Ruales inicia su producción en marzo de 1991. En mayo de 2002, alcanza su *máximo histórico de producción con alrededor de 7 400 bpd*, iniciándose luego una declinación que a inicios de 2003 llega a 5 600 bpd.

#### 7. 2. 2. *La estructura VHR y su evolución*

La estructura VHR es un anticlinal asimétrico (fig. 40) limitado al este por una falla de rumbo, *transpresional en el tiempo Eoceno Superior*, lo que se evidencia por deformación sin tectónica de los sedimentos de la formación Tiyuyacu Inferior (fig. 41).

#### 7. 2. 3. *Litología del reservorio "U"*

*Arenisca "U"*. Jaillard (1997) estudió los núcleos existentes y, en correlación con los registros eléctricos analizados con Dávila C., definió una secuencia desarrollada

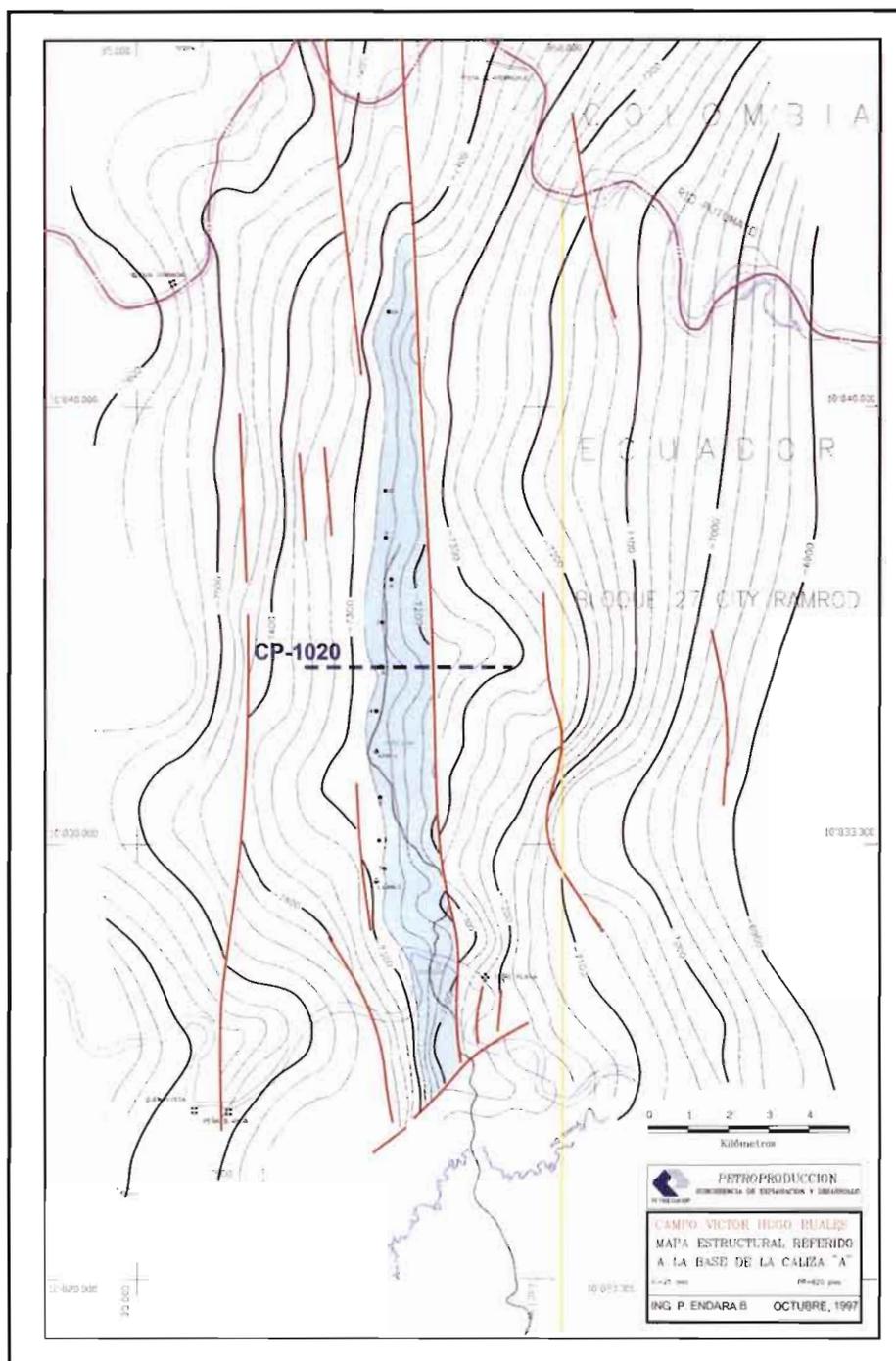


Fig. 40 – Campo Víctor Hugo Ruales (VHR): mapa estructural.

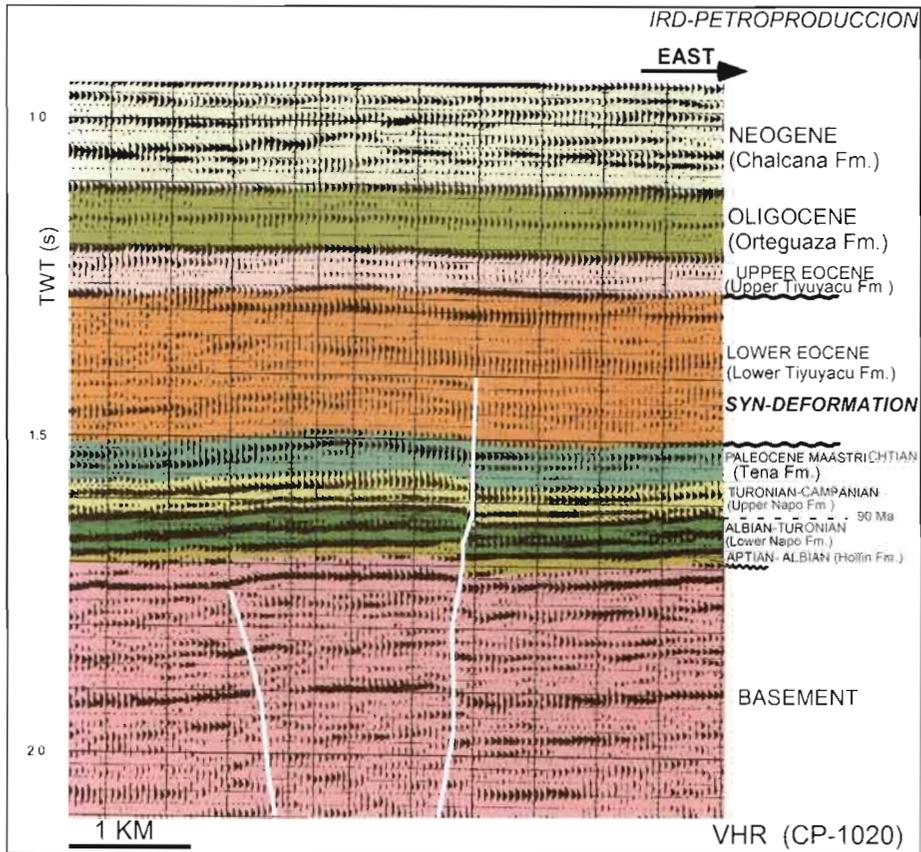


Fig. 41 – Campo Víctor Hugo Ruales (VHR): sección sísmica CP-1020.

posiblemente sobre una base erosiva por el tipo abrupto de contacto. Sobre esta base erosiva, está presente un cuerpo arenoso basal cuarzoso bien desarrollado, de estructura masiva, grano grueso, en secuencias grano decrecientes, con frecuentes bases erosivas. Encima, se encuentra una arenisca de grano más fino, glauconítica, con fosfatos y presencia de bioturbaciones, intercaladas con lutitas.

#### 7. 2. 4. Ambientes sedimentarios del reservorio “U”

Se describe el ambiente de la secuencia “U” de la que se dispone de información de núcleos. Según Jaillard (1997), ésta se inicia con depósitos canalizados proximales de delta desarrollados sobre paleovalles, que representan una transgresión inicial que cambia a una progradación (regresión) local con sistemas clásticos de litorales al tiempo de la depositación de la parte superior del cuerpo basal masivo. Sigue una reactivación de la transgresión que parte de depósitos gruesos que culminan con depósitos de lutitas marinas de la parte media de la secuencia “U”. Una nueva transgresión se produce con calizas de plataforma abierta muy somera, seguida de una progradación de plataforma

clásica, para culminar con una reactivación final de la transgresión que se inicia con depósitos gruesos fluvio-deltaicos en la parte superior de “U”. Esos depósitos fluvio-deltaicos pasan a medios costeros, y culminan con un ambiente de plataforma marina carbonatada, en la que se desarrolla la caliza “A”.

### 7. 2. 5. Características de los crudos

Este campo produce de los reservorios “T”, “U”, “M2” y Tena Basal, y sus crudos son de 29°, 25°, 20° y 20° API, respectivamente.

Los contenidos de azufre determinados para 3 muestras del reservorio “U” varían entre 0,52 y 0,59 % en peso, y para una muestra de “M2” dio un valor de 0,73 % P.

## 7. 3. Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini (“Trend” ITT)

Los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini se localizan en el extremo este de la cuenca Oriente (fig. 1), dentro del “play” oriental definido por Baby *et al.* (1999). Son acumulaciones de crudo pesado entre 12 y 16° API, con un volumen original de petróleo en sitio de alrededor de 34 000 millones de barriles, que constituye la mayor acumulación de crudo pesado de la Cuenca Oriente.

### 7. 3. 1. Breve reseña histórica

Shell perforó en 1949 el pozo Tiputini 1, el primer pozo de este “trend”. Fue programado como pozo estratigráfico para empatar la estratigrafía a encontrarse con la sísmica, como se indica en uno de los reportes de la mencionada compañía. Resultó no productivo por lo que fue abandonado el 4 de octubre de ese mismo año. Este pozo, conocido actualmente como Tiputini Shell-1, alcanzó los 5 595' de profundidad, y produjo tan solo 4 BPPD de petróleo extrapesado (11° API).

Posteriormente, la compañía Minas y Petróleos realizó una campaña sísmica, sobre la base de cuya interpretación, detectó un alto que fue probado con el pozo Tiputini Minas-1 en mayo de 1970, siendo completado en junio de ese mismo año a la profundidad de 5 340'. Dio una producción de 228 BPPD de 15°API, con lo que se descubrió el campo Tiputini, convirtiéndose en el primer campo descubierto en el área.

CEPE retoma la exploración sísmica, con cuatro campañas que cubren toda la zona longitudinal del campo Tiputini hacia el norte y sur, siguiendo el posible eje estructural que las interpretaciones anteriores mostraban. Dichas campañas se desarrollan en 1978, 1983, 1984 y 1991, cubriendo un total de 1 746 km. La interpretación de las secciones obtenidas le permite a la petrolera estatal definir tres nuevas estructuras: una ubicada al NNO de Tiputini, a la que denomina Imuya que no pudo ser perforada por consideraciones ambientales. Las otras dos estructuras ubicadas al sur del campo Tiputini, se les denominó Tambococha e Ishpingo. La estructura Ishpingo (fig. 42) fue probada con el pozo Ishpingo 1, perforado a fines de 1992 hasta una profundidad de 6 190', dando una producción sumatoria total de 5 479 bpd. de los yacimientos “U”, “M2”, “M1” y Tena Basal. Los resultados son extremadamente exitosos y este campo pasa a ser el tercer gigante de la cuenca por sus reservas de alrededor de 600 millones

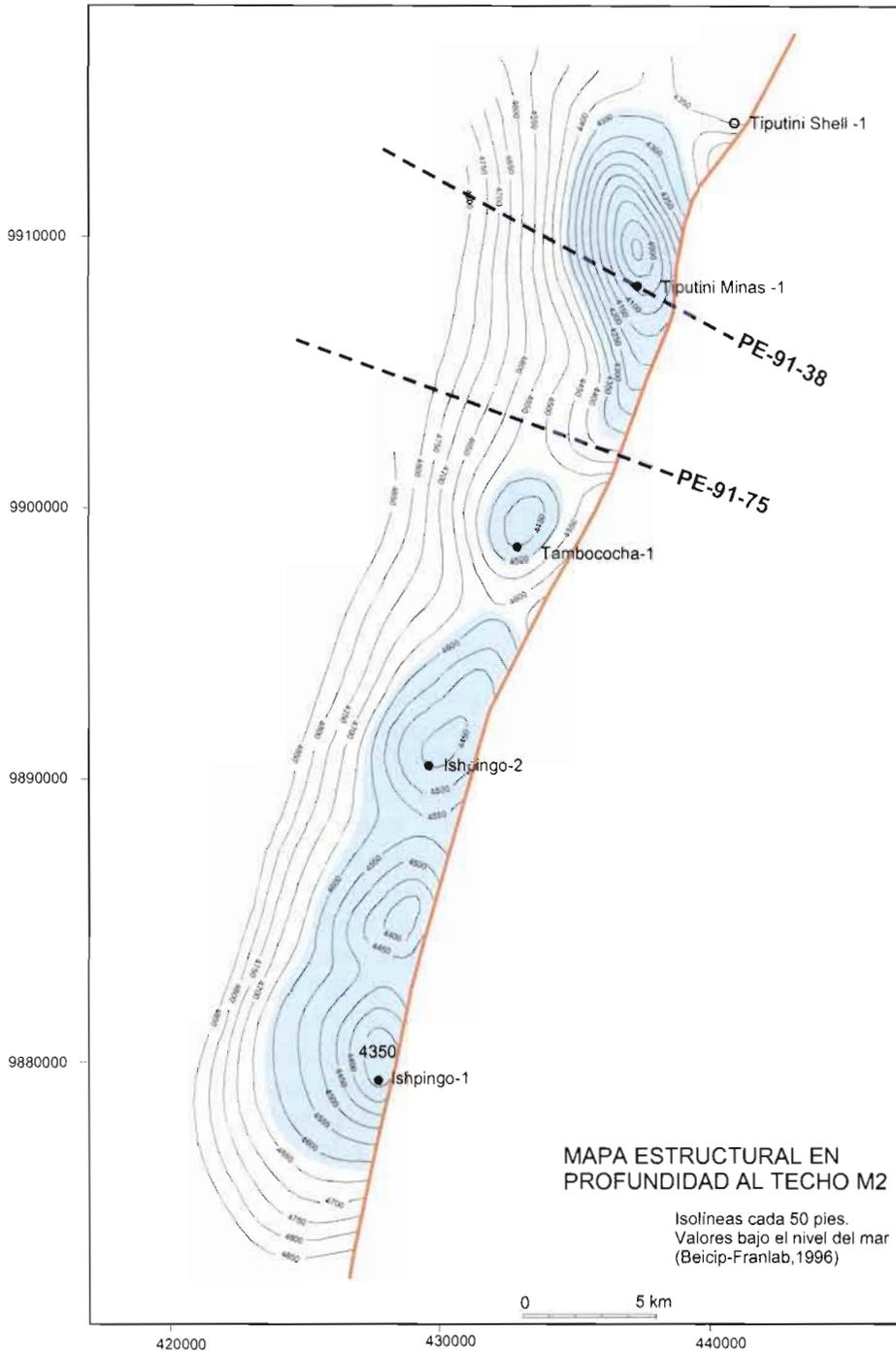


Fig. 42 – “Trend” ITT (Ishpingo, Tambococha, Tiputini): mapa estructural.

de barriles. Finalmente, entre abril y mayo de 1993, se perfora el pozo exploratorio Tambococha-1, en la estructura del mismo nombre, obteniéndose una producción total de 6 067 bpd. *Estos descubrimientos le convierten a Petroecuador, la estatal petrolera ecuatoriana, a pesar de toda su carga de problemas, a pesar de que se le niega la mínima posibilidad financiera y estructural de funcionar como empresa, en el protagonista de los mayores descubrimientos de crudo (El campo Libertador a inicios de los ochenta e Ishpingo a inicios de los noventa), luego de la etapa inicial de los grandes descubrimientos de fines de los sesenta e inicios de los setenta.*

7. 3. 2. *Las estructuras y su evolución*

El “trend” estructural Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya es un sistema transpresional, asociado a la falla regional Yasuní de orientación NNE-SSO (fig. 42), que a la altura de la estructura Imuya —al norte—, presenta un fallamiento de orientación NNO-SSE. La falla principal es de alto ángulo hacia superficie, disminuyendo su buzamiento y tornándose lítrica bajo la secuencia cretácea (fig. 43). El anticlinal Tiputini muestra una dirección NNO de su eje, divergente a la orientación de la falla principal NNE-SSO, mostrando la morfología típica de un pliegue formado en un contexto transpresivo.

Son estructuras antiguas como muestra la deformación sin-sedimentaria de Tiyuyacu inferior (en algunas secciones, se observan indicios de una primera reactivación Cretácico tardía, que afecta Napo Superior y la Formación Tena). La última reactivación se inició probablemente en el Mio-Plioceno, y se continúa hasta el presente, ya que la falla alcanza la superficie como se observa en varias secciones sísmicas (figs. 43 y 44), deformando los depósitos más recientes.

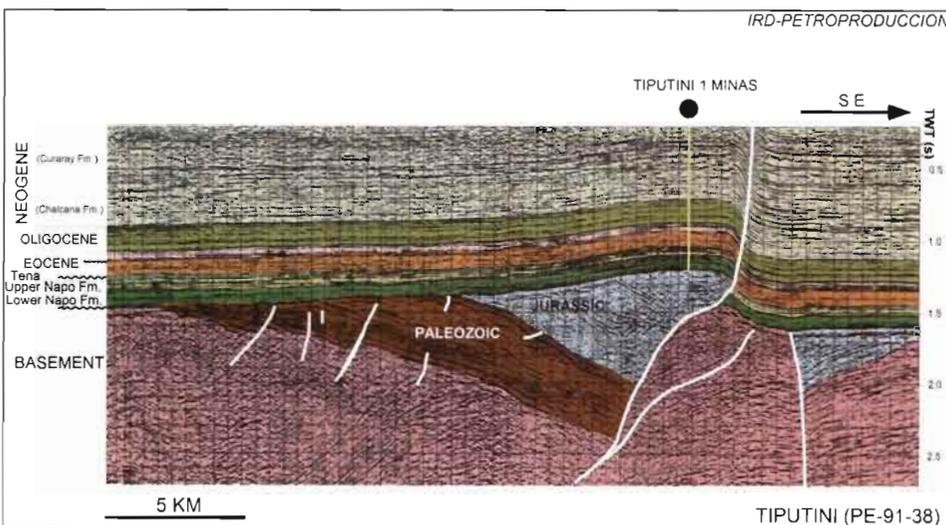


Fig. 43 – Campo Tiputini: sección sísmica PE-91-38.

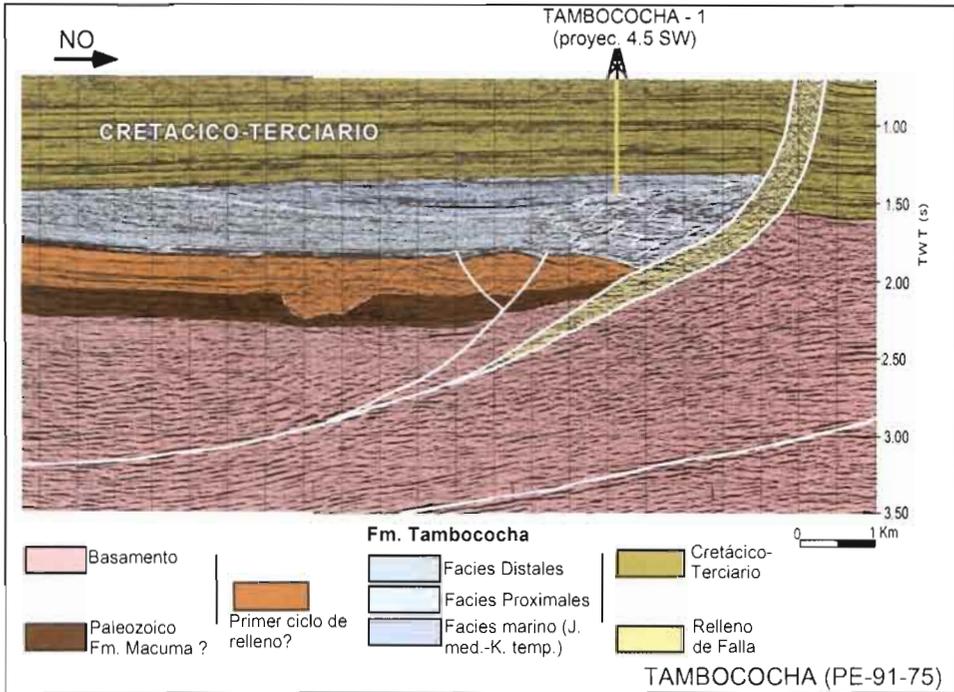


Fig. 44 – Campo Tambococho: sección sísmica PE-91-75 (modificado de Díaz *et al.*, capítulo 1 de este libro).

El “trend” se desarrolló por efecto de la inversión tectónica antes indicada sobre un sistema de semi-grabens formados en el Jurásico, posiblemente posterior al rift abortado desarrollado en el Corredor Sacha-Shushufindi (ver Díaz *et al.*, capítulo 1 de este libro).

### 7. 3. 3. Algunas características estratigráficas de estos campos

La ubicación de estos campos, cerca al borde oriental de la Cuenca Oriente, ha creado condiciones particulares en su sección estratigráfica:

- En el pozo Tambococho-1, Díaz (capítulo 1 de este libro) define la facies marina marginal encontrada bajo los sedimentos Napo, como **Formación Tambococho**. La datación realizada por Labogeo (1993), muestra como edad más probable el jurásico medio-cretáceo temprano. Esta formación tendría una extensión regional restringida ya que no ha sido documentada en ninguna otra parte de la cuenca.
- La Formación Hollín está ausente en el área, por lo que la Formación Napo yace directamente sobre las formaciones pre-aptenses.
- Es difícil mantener la tradicional división de la sección de la formación Napo, situada bajo la caliza “M2”, al pasar casi todas las facies arcillosas y calcáreas a facies arenosas, desapareciendo los marcadores conocidos en el resto de la

cuenca (Caliza “T”, Caliza “B”, Caliza “A”). El techo de la zona caliza “M2” continua siendo un excelente marcador, al igual que el marcador radioactivo “L” ubicado en la caliza M1.

- Por estar ubicados en el borde este de la cuenca, todas las formaciones cretáceas y terciarias disminuyen su espesor, en especial la Formación Tena.

#### 7. 3. 4. Características litológicas de los reservorios

*Reservorio “U”.* Es una arenisca cuarzosa, hialina, con feldespatos, de grano medio-fino a grueso, ocasionalmente muy grueso a micro conglomerática, grano decreciente, con estratificación cruzada y festoneada, alteración de caolinita en las superficies de estratificación. Se describe también estratificación y laminación paralela con estructuras “flaser”. Hacia sus terminaciones superiores, tiene cemento calcáreo. Se presentan ocasionales niveles de lutitas negras y tobáceas blancas.

*Arenisca “M1”.* Es el reservorio de mejor calidad. Se trata de una arenisca cuarzosa, grada desde micro-conglomerados hasta arenisca de grano medio a fino y muy fino, culminando con arcillolitas gris-oscuras, lutitas gris-oscuras y limolitas ocasionalmente calcáreas en sus partes superiores. En los núcleos, se describe estratificación cruzada. Es una arenisca muy limpia con solo ocasionales intercalaciones lutáceas/arcillosas.

*Arenisca Tena Basal.* Es una arenisca cuarzosa de grano grueso a medio, en ocasiones fino, suelta a la base y con cemento calcáreo hacia el techo.

#### 7. 3. 5. Ambientes sedimentarios de los reservorios

La Arenisca “U”, según la mayoría de autores, se depositó en un ambiente fluvial de canales, evolucionando hacia el techo a un ambiente transicional de canales retrabajados por marea (White *et al.*, 1997). El Laboratorio de Petroproducción describe barras litorales (1993). Beicip-Franlab en 1995 define en cambio un ambiente deltaico-estuarino, con influencia mareal.

El ambiente de depositación de la Arenisca “M1”, en sus partes basales, parece corresponder a canales fluviales, lo que se confirma por la ausencia total de fósiles marinos en varias muestras analizadas. Labogeo (1993) sugiere un ambiente transicional. Es una arenisca transgresiva que culmina con lutitas de ambiente marino somero reductor.

Tena Basal parece fue depositada en un ambiente fluvial, evolucionando a marginal marino.

El reservorio “M2” es de muy pobre calidad y se desarrolló en condiciones marino-marginales.

#### 7. 3. 6. Características de los crudos

La gravedad varía entre 12 y 16° API y un porcentaje en peso de azufre que varía entre 2,4 y 3 %.

Todos los crudos analizados, sobre la base de las relaciones pristano/fitano, pristano/C17 y fitano/C18, son de origen marino, variando la importancia del aporte continental en mayor o menor grado. La única excepción constituye el extracto del reservorio "U" del pozo Ishpingo 2, que muestra una relación Pr/Fi mayor a uno, que indica un mayor aporte terrestre en la composición de la materia orgánica generadora del crudo. Las tendencias de madurez termal de los crudos varían entre bajas y moderadas, y muestran un grado variable de degradación. La mayoría de los crudos están severamente degradados, como muestran sus cromatogramas de gases, en los que se observa una pérdida casi completa de las fracciones livianas. Los extractos de *Tena Basal* muestran un grado menor de degradación.

## Referencias citadas

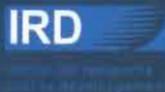
- BABY P., RIVADENEIRA M., CHRISTOPHOUL F. & BARRAGAN R., 1999 – Style and timing of deformation in the Oriente Basin of Ecuador, 4th International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG'99), Univ. Göttingen (Germany), Extended Abstracts Volume: 68-72.
- BALKWILL H., RODRÍGUEZ G., PAREDES F. & ALMEIDA J. P., 1995 – Northern Part of the Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures. In: A. J. Tankard, R. Suarez S, and H. J. Welsink, eds., *Petroleum Basins of South America*: AAPG Memoir 62: 559-571.
- BARRAGÁN R., RAMÍREZ F. & BABY P., 1997 – Evidence of an Intra-plate "Hot-Spot" under the Ecuadorian Oriente Basin during the Cretaceous Tectonic Evolution. VI Simposio Bolivariano, Cartagena de Indias, Colombia.
- BEICIP-FRANLAB, 1995 – Proyecto Ishpingo-Tambococha-Tiputini-Imuya, Plan de desarrollo.
- BERNAL C., 1998 – Modelo Teórico de Generación y Migración de Hidrocarburos de la Formación Napo en la Cuenca Oriente Ecuador. Tesis de grado inédita. Quito, junio de 1998.
- BÈS DE BERC S. *et al.*, 2001 – Memorias de las Cuartas Jornadas en Ciencias de la Tierra. Publicación de la Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- DASHWOOD M. & ABBOTTS I., 1990 – Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador. In: J. Brooks, eds., *Classic Petroleum Provinces*: 89-117.
- FORNEY J., SAN MARTÍN H., ENWERE P., VEGA J., ACUÑA P. & OCHOA J., 2003 – Shushufindi Field: Ecuador Giant Revisited. Memorias VIII Simposio Bolivariano. Volumen 2: 23-34. Cartagena de Indias.
- HAQ, B.U., HARDENBOL, J., VAIL, P.R., 1987 – Chronology of sea levels since the Triassic. *Science*, 235: 1156-1167.
- JAILLARD É., 1997 – Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador. Edición Petroproducción-ORSTOM, 163 p.
- LABOGEO, 1995 – Estudio Sedimentológico de las Areniscas U y T. Campo Libertador: Informe Técnico Petroproducción n° PPR-GL-346, Guayaquil.
- LABOGEO, 1993 – Estudio Geológico Pozo Tambococha 1 (Tomo I): Síntesis Geológica, Sedimentología, Bioestratigrafía y Geoquímica. Informe interno de Petroproducción (I.I.P): PPR GL 12.
- PETROTECH, 1995 – Interpretación Sísmica del Area ubicada entre Lago Agrio y Culebra: Informe Técnico Petroproducción No. PPR-GF-242, Quito.

- RIVADENEIRA M., 1994 – Los Reservorios Calcáreos de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. V Congreso Brasileiro de Petroleo e Conexpo Arpel 94, 12 pp. Rio de Janeiro.
- RIVADENEIRA M., DAVILA C. & TORO J. 1995 – La Arenisca “M1” en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. I Congreso Petróleo y Medio Ambiente. Quito, nov. 95, 15 p., 9 figs.
- 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. AAPG Annual Convention Abstract Salt Lake City, Utah. May, 17-28.
- SOUZA CRUZ C., 1988 – Cretaceous Sedimentary Facies and Depositional Enviroments, Oriente Basin Ecuador. III Congreso Andino de la Industria del Petróleo.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1991 – Shushufindi-Aguarico. Estudio de Yacimientos. Volumen I (de dos). Informe no Publicado, Preparado para Petroproducción.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1994a – Estudio de Simulación Matemática de los Yacimientos en el Campo Parahuacu. Informe no Publicado, preparado para Petroproducción.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1994b – Estudio de Simulación Matemática de los Yacimientos en el Campo Atacapi. Informe no Publicado, Preparado para Petroproducción.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1996 – Reservoir Simulation Study Libertador Field. Ecuador. Informe no publicado, preparado para Petroproducción.
- TEXEIRA W., TASSINARI U., CORANI G. & KAWASHITA K., 1989 – A Review of the Geochronology of the Amazonian Craton: Tectonic Implications. *Precambrian Research*, v. 42: 213-227.
- WHITE H., SKOPEC R. & RAMÍREZ F. 1995 – Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations Western Oriente Basin, Ecuador. *AAPG Memoir 62. Petroleum Basins of South America: 573-596.*
- WHITE H. & BARRAGÁN R. 1997 – Reservoir Characterization of the Napo Formation Oriente Basin, Ecuador. Napo “T” Sandstone Facies. Informe no publicado de Oryx.



# LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO

Patrice Baby  
Marco Rivadeneira  
Roberto Barragán  
(Editores científicos)



# ÍNDICE

PRÓLOGO	9
<i>René Marocco</i>	
AGRADECIMIENTOS	11
INTRODUCCIÓN	13
<i>Patrice BABY, Marco RIVADENEIRA, Roberto BARRAGÁN</i>	
<b>Capítulo 1: Estratigrafía, estructura y evolución geodinámica de la Cuenca Oriente</b>	
EL PRE-APTENSE EN LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA	23
<i>Marlon DÍAZ, Patrice BABY, Marco RIVADENEIRA, Frédéric CHRISTOPHOUL</i>	
ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DEL CRETACIO DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR	45
<i>Roberto BARRAGÁN, Frédéric CHRISTOPHOUL, Howard WHITE, Patrice BABY, Marco RIVADENEIRA, Félix RAMÍREZ, José RODAS</i>	
MAGMATISMO ALCALINO INTRA-PLACA EN LA CUENCA CRETÁCICA ORIENTE, ECUADOR: EVIDENCIAS GEOQUÍMICAS, GEOCRONOLÓGICAS Y TECTÓNICAS	69
<i>Roberto BARRAGÁN, Patrice BABY</i>	
DINÁMICA DE LA CUENCA DE ANTE-PAÍS ORIENTAL DESDE EL PALEÓGENO	93
<i>Frédéric CHRISTOPHOUL, José David BURGOS, Patrice BABY, Jean-Claude SOULA, Séverine BÈS DE BERC, Celso DÁVILA, Michel ROSERO, Marco RIVADENEIRA</i>	

CUANTIFICACIÓN DE LAS EROSIONES TERCIARIAS Y PLIO- CUATERNARIAS EN LA PARTE SUR DE LA CUENCA ORIENTE	115
<i>José David BURGOS, Patrice BABY, Frédéric CHRISTOPHOUL, Jean-Claude SOULA, Philippe ROCHAT</i>	
HIDROCLIMATOLOGÍA DEL ORIENTE E HIDROSEDIMEN- TOLOGÍA DE LA CUENCA DEL NAPO	131
<i>Alain LARAQUE, Jean Loup GUYOT, Rodrigo POMBOSA</i>	
LA SUPERFICIE MERA-UPANO: MARCADOR GEOMORFOLÓGICO DE LA INCISIÓN FLUVIATIL Y DEL LEVANTAMIENTO TECTÓNICO DE LA ZONA SUBANDINA	153
<i>Séverine BÈS DE BERC, Patrice BABY, Jaime ROSERO, Marc SOURIS, Jean-Claude SOULA, Frédéric CHRISTOPHOUL, Jorge VEGA</i>	
EL ENJAMBRE SÍSMICO DE MACAS (CORDILLERA DE CUTUCÚ)	169
<i>Denis LEGRAND, Patrice BABY, Francis BONDOUX, Catherine DORBATH, Séverine BÈS DE BERC, Marco RIVADENEIRA</i>	
EVOLUCIÓN MAGMÁTICA ACTUAL DE LA ZONA SUBANDINA: VOLCANES EL REVENTADOR Y SUMACO, MODELOS GEODINÁMICOS PRELIMINARES	183
<i>Roberto BARRAGÁN, Patrice BABY</i>	
<b>Capítulo 2: Historia de la exploración y principales campos petroleros de la petroproducción</b>	
BREVE RESEÑA HISTÓRICA DE LA EXPLOTACIÓN PETROLERA DE LA CUENCA ORIENTE	205
<i>Marco RIVADENEIRA</i>	
CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS GENERALES DE LOS PRINCIPALES CAMPOS PETROLEROS DE PETROPRODUCCIÓN	229
<i>Marco RIVADENEIRA, Patrice BABY</i>	