

**La Cuenca Oriente:
Estilo Tectónico,
Etapas de
Deformación y
Características
Geológicas
de los Principales
Campos de
Petroproducción**



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR



**Institut de recherche
pour le développement**

Autores:

**Marco V. RIVADENEIRA
Patrice BABY**



Con la colaboración de:
**Celso DAVILA
Frédéric CHRISTOPHOUL**

PETROPRODUCCION – IRD (EX ORSTOM)

**LOS PRINCIPALES CAMPOS DE PETROPRODUCCION:
ESTILO TECTÓNICO, ETAPAS DE DEFORMACIÓN
Y
CARACTERISTICAS GEOLOGICAS**

AUTORES:

MARCO V. RIVADENEIRA*

PATRICE BABY**

Con la colaboración de:

FREDERIC CHRISTOPHOUL**

CELSO DAVILA*

***Geólogos de Petroproducción**

****Geólogos del IRD**

QUITO, ABRIL DE 1999



Foto: Patrice Baby

Areniscas de la Formación Hollín: el principal reservorio de la Cuenca Oriente
(Cañon del Río Quijos)



Foto: Patrice Baby

Calizas y lutitas de la Formación Napo: roca madre de la Cuenca Oriente
(Levantamiento Napo)

CONTENIDO

Introducción.....	5
I. Estilo tectónico y etapas de deformación de la Cuenca Oriente Ecuatoriana....	7
I.1. Aspectos generales.....	7
I.2. Series implicadas en la deformación.....	7
I.2.1. Precretácico.....	8
I.2.2. Cretácico – Paleógeno.....	12
I.2.3. Mio-Plioceno y Cuaternario.....	14
I.3. Estilo tectónico y dominio estructurales.....	15
I.3.1. Dominio occidental: Sistema Subandino.....	15
I.3.2. Dominio central: Corredor Sacha-Shushufindi.....	17
I.3.3. Dominio oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini.....	18
I.4. Etapas de deformación.....	19
I.4.1. Extensión Pre-Cretácica.....	19
I.4.2. Extensión Napo Basal o Inferior ?.....	19
I.4.3. Inversión Napo Medio – Tena Inferior.....	19
I.4.4. Inversión Tiyuyacu Inferior.....	20
I.4.5. Inversión Plioceno-Cuaternaria.....	20
II. Características geológicas generales de los campos más importantes de Petroproducción	21
Generalidades.....	21
II.1. El campo Shushufindi-Aguarico.....	24
II.2. El campo Sacha.....	29
II.3. El campo Libertador.....	33
II.4. El campo Auca.....	37
II.5. El campo Lago Agrio.....	41
II.6. El campo Cononaco.....	44
II.7. El campo Cuyabeno-Sansahuari.....	47
II.8. El campo Culebra-Yulebra-Anaconda.....	50
II.9. El campo Huamayacu.....	53

II.10. El campo Bermejo.....	55
II.11. El campo Guanta-Dureno.....	58
II.12. El campo Yuca.....	61
II.13. El campo Parahuacu.....	64
II.14. El campo Atacapi.....	67
II.15. El campo Víctor Hugo Ruales.....	69
II.16. El campo Tapi-Tetete.....	71
II.17. El campo Pucuna.....	74
II.18. El campo Tiguino.....	76
II.19. El campo Frontera.....	78
II.20. El campo Charapa.....	80
Breve descripción de otros campos.....	82
II.21. Campo Rumiyaçu.....	82
II.22. Campo Coca-Payamino.....	82
II.23. Campo Pañacocha.....	82
II.24. Campo Yuturi.....	84
II.25. Campo Tiputini.....	84
II. 26. Campo Capirón.....	85
Bibliografía.....	86

Presentación

El estudio geológico de la cuenca Oriente del Ecuador es de suma importancia para PETROECUADOR, por cuanto las reservas probables de explotación se encuentran, en su gran mayoría, ubicadas en la Amazonia.

Este estudio geológico de 20 campos, como Lago Agrio, Cononaco, Sacha, Shushifindi, entre otros -los principales de Petroproducción- abarca tres aspectos básicos para comprender el desarrollo y explotación petrolera: el estilo tectónico, las etapas de deformación y sus características geológicas contribuyendo, de esta manera, a establecer el modelo estructural de la cuenca Oriente para su mejor conocimiento.

Los resultados finales de los estudios geológicos se conocerán en el año 2000 gracias al convenio que mantiene Petroproducción con el Instituto Francés de Estudios para el Desarrollo -IRD- y que en esta oportunidad ha sido posible gracias al trabajo tesonero de los ingenieros Marco Rivadeneira y Celso Dávila, funcionarios de la filial en colaboración con los geólogos franceses del IRD: Patrice Baby y Frederic Chirstophoul.

La publicación de este estudio está plenamente justificada tanto por su importancia estrictamente científica -realiza sustanciales apreciaciones sobre la configuración geológica de los pozos- como por su utilidad práctica para el desarrollo de la cuenca Oriente, muy provechoso al momento de tomar decisiones técnicas.

Jorge Pareja Cucalón
Presidente Ejecutivo de PETROECUADOR

Introducción

El presente trabajo, se pone a consideración de la comunidad geológica, petrolera y en general de todos los que estén interesados en conocer la geología de la cuenca Oriente y algunas características de los principales campos de Petroproducción.

Es el resultado parcial de estudios desarrollados en el marco del convenio entre Petroproducción y el IRD (Institut de Recherche pour le Developpement, nuevo nombre de ORSTOM), uno de cuyos objetivos es el de elaborar el modelo estructural de la cuenca Oriente en general y de su sistema petrolífero en particular, el mismo que culminará en el año 2000.

En este contexto, el primer capítulo presenta una serie de nuevas ideas desarrolladas sobre la base de información bibliográfica, interpretación de secciones sísmicas, imágenes radar, análisis de registros de pozos y geología de campo.

Se definen los estilos estructurales de la cuenca, dividiéndola sobre esa base en tres zonas, las mismas que se presentan como unidades individualizadas no solo en el aspecto estructural sino que aparecen como sistemas petrolíferos con características particulares. Se define asimismo la geodinámica de la cuenca y de las estructuras petrolíferas en particular.

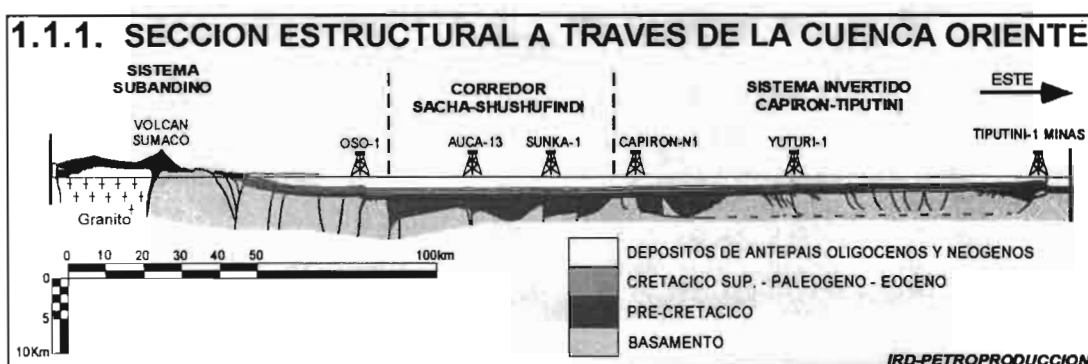
En el segundo capítulo, se presentan las características geológicas de los veinte campos más importantes de Petroproducción, en donde se define la edad de estructuración de cada campo, las características de sus crudos, un esbozo del sistema deposicional de sus principales reservorios, etc.

Quito, mayo de 1999

I. ESTILO TECTÓNICO Y ETAPAS DE DEFORMACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE ECUATORIANA.

I.1. ASPECTOS GENERALES

La Cuenca Oriente (Baldock, 1982; Dashwood and Abbotts, 1990) se estructura como resultado de esfuerzos transpresivos presentes a partir del Cretácico Terminal, los que provocan la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca de trasarco propiamente dicha. Sin embargo, existe una etapa anterior de importancia petrolífera fundamental, que se inicia en el Turoniano, con esfuerzos compresivos que marcan la inversión tectónica de un sistema extensivo desarrollado en el Permo-Triásico y en el Jurásico. *Con la inversión tectónica comienzan su desarrollo la totalidad de estructuras petrolíferas de la cuenca.*



La cuenca se divide en tres dominios estructurales-petrolíferos con características propias como son: el Sistema Subandino, el Corredor Sacha-Shushufindi y el Sistema Invertido Capirón-Tiputini (ver fig. 1.1.1. y fig. 1.1.2.).

Asimismo, el análisis detallado de las estructuras petrolíferas y no petrolíferas ha permitido identificar 3 etapas de deformación, presentes a partir del Turoniano, luego de la depositación de la caliza A.

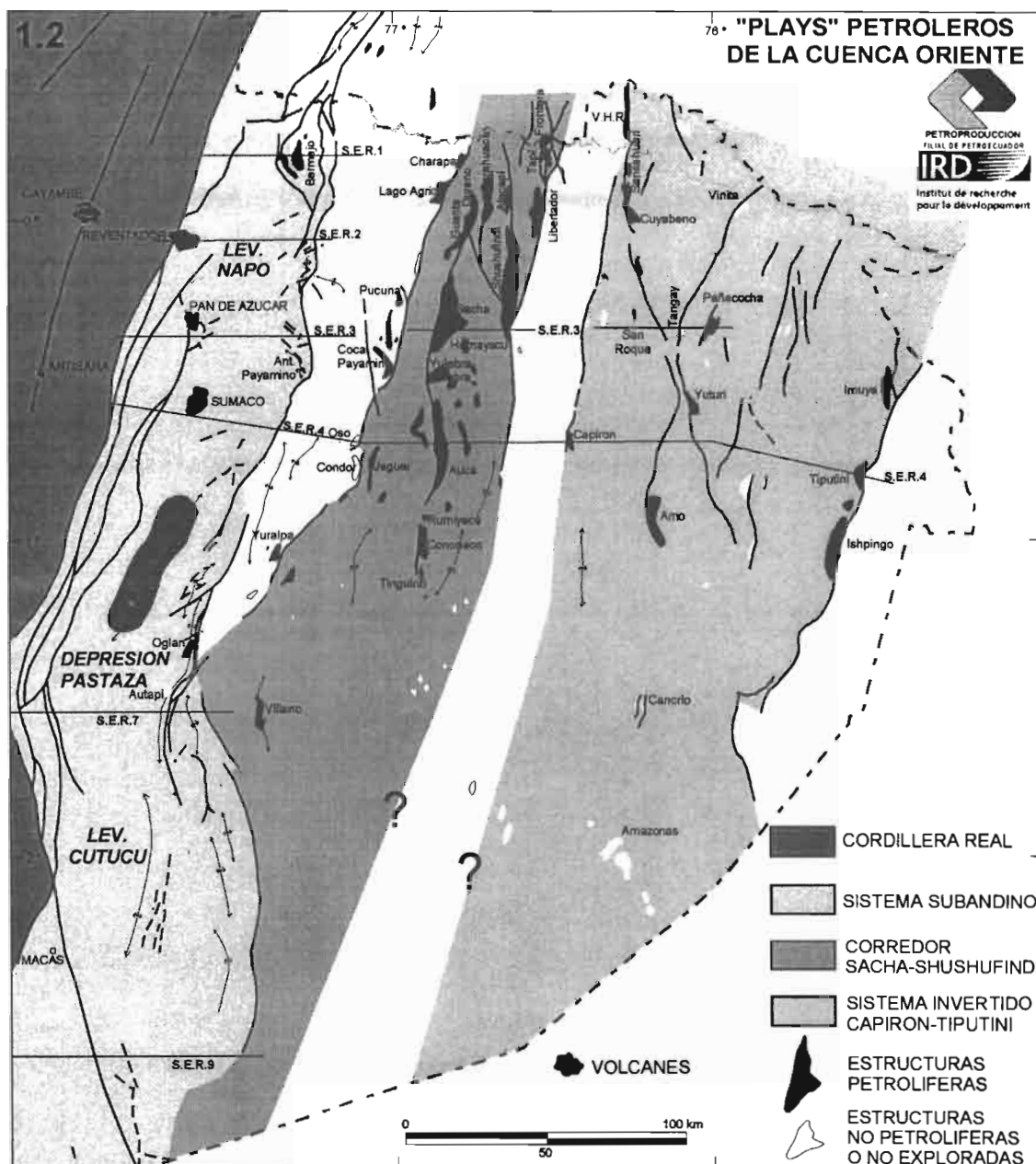
Se ha definido parcialmente la evolución histórica, la geometría y los estilos estructurales fundamentales del Precretácico.

Finalmente, se presentan a discusión dos nuevas formaciones: la Tiyuyacu Superior, con expresión sísmica regional y características litológicas y sedimentológicas propias, y la Yaupi, que se corresponde con el miembro superior de la Formación Chapiza según la definición de Tschopp (1953).

I.2. SERIES IMPLICADAS EN LA DEFORMACIÓN

La Cuenca Oriente Ecuatoriana está constituida por secuencias sedimentarias y volcánicas, que van desde el Paleozoico hasta el Cuaternario (ver figs. 1.2.1. y 1.2.2.) y que descansan sobre un substrato precámbrico. La mayoría de estas formaciones afloran en el Sistema Subandino. Las formaciones paleozoicas han sido identificadas en afloramientos únicamente al norte del Levantamiento Cutucú y en algunos pozos (Sacha

Profundo, Shushufindi A-39, Pichincha 1, Pañacocha 1, Tivacuno 2, Macuma 1, Bobonaza 1, etc.).



I.2.1. Precretácico

Las formaciones precretácicas son anteriores a la estructuración de la Cuenca Oriente.

I.2.1.1. Substrato precámbrico

El substrato precámbrico está constituido por rocas ígneas y metamórficas, relacionadas con el escudo Guayano-Brasileño (Texeira et al., 1989). Constituyen las rocas más antiguas encontradas en la Cuenca Oriente. No existen afloramientos pero si han sido alcanzadas por algunos pozos (Parahuacu 1, Atacapi 1, Shushufindi 1, Yuturi 1, Zaparo 1, Ron 1, VHR 1).

I.2.1.2. Paleozoico

Ciertos pozos y secciones sísmicas han permitido identificar una cuña sedimentaria paleozoica que se bisela hacia el este. Está compuesta de dos formaciones:

La Formación Pumbuiza (Silúrico-Devónico) consiste de pizarras grises a negras en algunos lugares grafiticas, areniscas cuarcíticas duras de grano fino y conglomerados de color gris oscuro con clastos subangulares a subredondeados muy compactos y matriz silícea. Estas rocas han sufrido fuerte plegamiento y fallamiento. No se conoce el espesor ni la base de la formación. En cuanto a la edad se le asigna el Paleozoico Pre-Carbonífero. El ambiente de depositación es marino.

La Formación Macuma (Carbonífero-Pérmico ?) está constituida por potentes estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas. Tschopp (1953) separa esta formación en dos miembros:

- un *miembro inferior* que consta de calizas silíceas muy fosilíferas, dispuestas en capas delgadas de color gris azulado oscuro, que alternan con pizarras y esquistos arcillosos de color negro;
- un *miembro superior* compuesto de una potente secuencia de calizas de color gris oscuro con intercalaciones de arcilla pizarrosa. Las calizas son silíceas y hacia arriba pasan a margas y arcillas no calcáreas.

En el norte del Levantamiento Cutucú, las calizas de la Formación Macuma sobreyacen discordantemente a la Formación Pumbuiza. Esta discordancia aparece también en ciertas secciones sísmicas en el norte de la cuenca (fig. 2.2.2). La edad de esta formación según estudios paleontológicos pertenece al Carbonífero Superior (Bristow y Hoffstetter, 1977) alcanzando probablemente el Pérmico.

I.2.1.3. Permo-Triásico

El Permo-Triásico es desconocido en afloramientos y podría constituir el relleno de los semi-grabens que se encuentran en el dominio oriental de la cuenca (conglomerados del semi-graben de Tiputini). Sería el equivalente de la Formación Mitu encontrada en el pozo Bolognesi de la Cuenca Marañón (Perú).

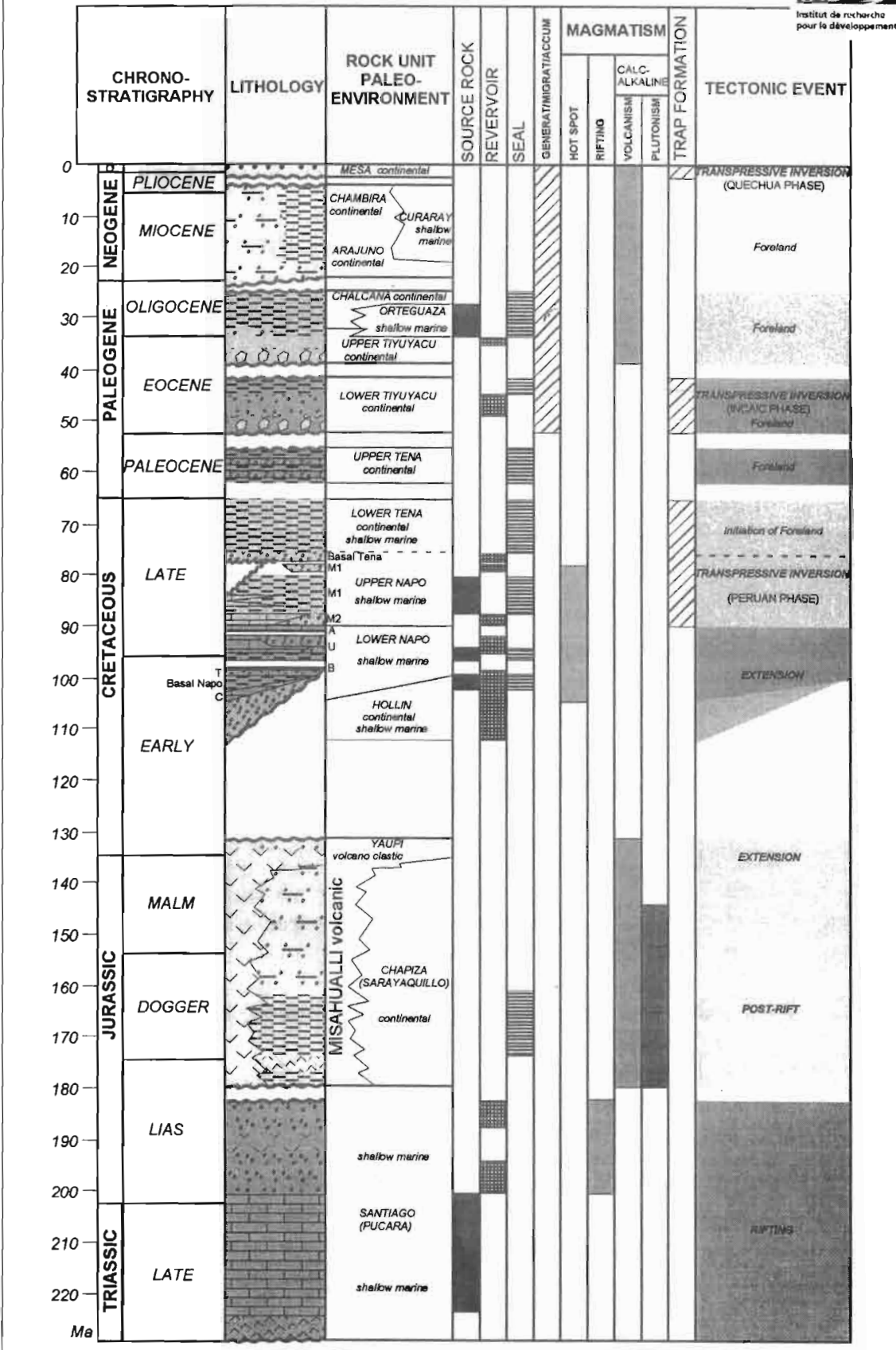
I.2.1.4. Formaciones Sacha-Santiago (Triásico Superior - Jurásico Inferior)

La Formación Sacha fue identificada en el pozo Sacha Profundo-1 (Rivadeneira y Sanchez, 1989), sobre la base de resultados de los estudios palinológicos que dan una edad triásica a las capas rojas localizadas inmediatamente sobre los sedimentos de la Formación Macuma.

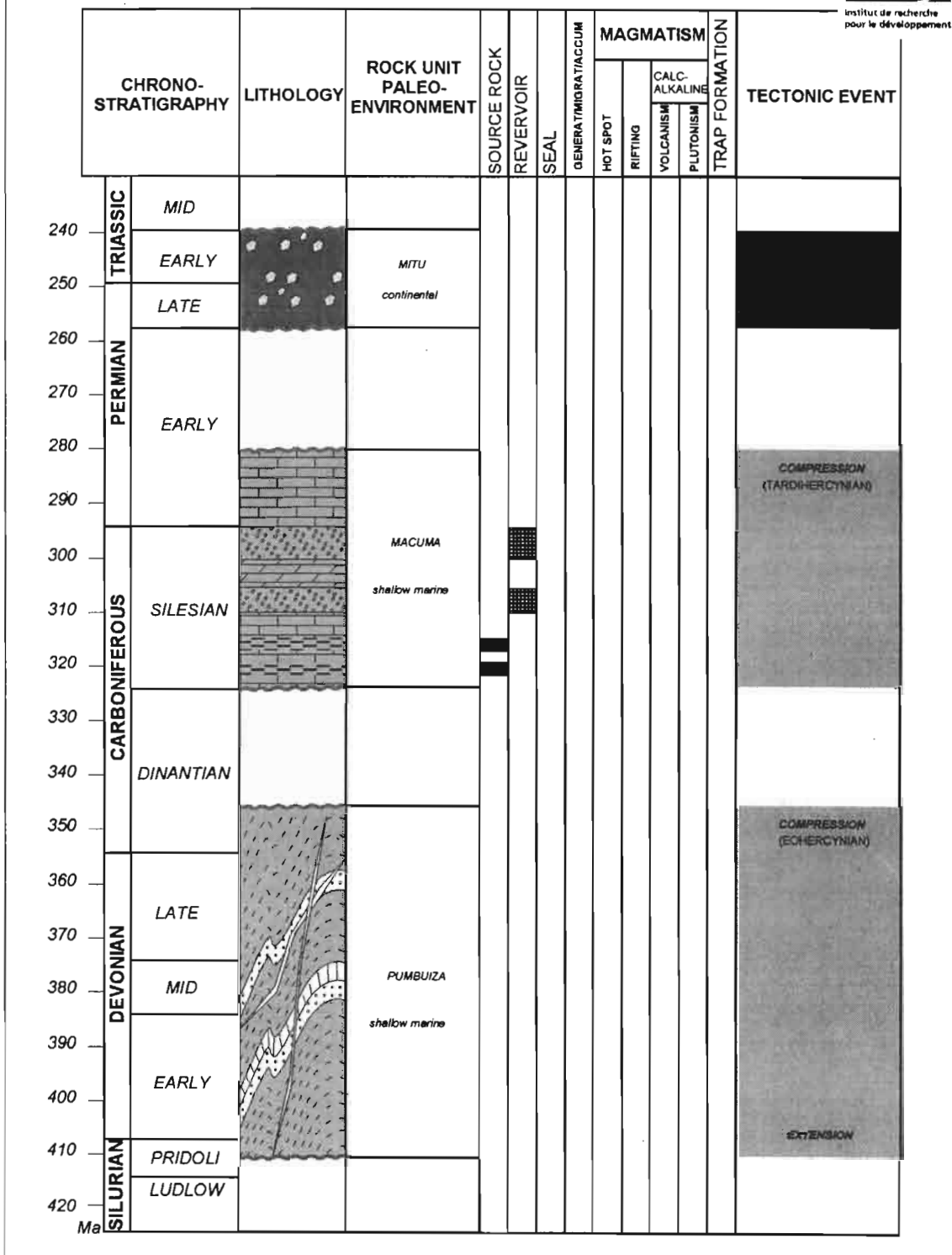
Esta formación constituye un equivalente lateral continental de la Formación Santiago definida más al sur, en el Levantamiento Cutucú (Tschopp, 1953). Está conservada en grabens o semi-grabens, erosionados y sellados por la Formación Yaupi (ver fig. 2.2.2.) que se describe más abajo, o por la Formación Hollín.

1.2.1.

**COLUMNA TECTONO-ESTRATIGRAFICA
DE LA CUENCA ORIENTE**



1.2.2.

COLUMNA TECTONO-ESTRATIGRAFICA
DE LA CUENCA ORIENTE

1.2.1.5. Formaciones Chapiza-Yaupi-Misahuallí (Jurásico Medio a Cretácico Temprano)

La Formación Chapiza (s.s.), definida en el sur de la cuenca (Levantamiento Cutucú), consiste en una sucesión de sedimentos clásticos continentales (capas rojas) que se

depositaron en un ambiente continental de clima seco o desértico, con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local. Su espesor varía de 600 a 4500 metros. Se la considera de edad jurásico medio a terminal.

Tschopp (1953) introduce tres divisiones.

- *Chapiza Inferior* - Conocida como Chapiza roja y gris, consiste en una alternancia de lutitas y areniscas de color gris, rosado y violeta, con evaporitas.
- *Chapiza Medio* - Es una alternancia de lutitas y areniscas de color rojo pero sin intercalaciones de evaporitas.
- *Chapiza Superior* - Comprende lutitas, areniscas y conglomerados de color rojo, y también areniscas feldespáticas, tobas de color gris, verde y violeta, areniscas tobáceas, brechas y basaltos. A este miembro le damos categoría de formación y le asignamos el nombre de Yaupi en la parte norte de la cuenca.

La Formación Yaupi, definida en la parte norte de la cuenca, corresponde como se indicó anteriormente a los depósitos de la parte superior de la Formación Chapiza datados del Jurásico Superior-Cretácico Inferior (Hall and Calle, 1982; Canfield et al., 1982). En el pozo Sacha Profundo-1, están representados por tobas, intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores, con basaltos datados en 132 Ma (Hall and Calle, 1982) que corresponde al Neocomiano. La diferencia de esta secuencia volcanoclástica con la categoría de formación se la da sobre la base de la respuesta sísmica (ver fig. 2.2.2.) y a su correlación con la columna del pozo Sacha profundo-1 (Rivadeneira y Sanchez, 1989). Su base aparece claramente como erosiva sobre la Formación Sacha o el Paleozoico.

La Formación volcánica Misahuallí, cuya zona de afloramiento parece estar restringida al Sistema Subandino, es un equivalente lateral de los miembros inferior y medio de la Formación Chapiza (Jaillard, 1997) y probablemente de la Formación Yaupi. Está constituida de acumulaciones volcánicas masivas y gruesas, que forman parte del potente arco magmático que corre desde el norte del Perú hasta el norte de Colombia. Según nuevos datos radiométricos, su edad abarca el intervalo Liásico Tardío-Jurásico Superior Temprano (Aspden et al., 1990, 1992; Romeuf et al., 1995).

I.2.2. Cretácico - Paleógeno

Aquí se consideran las formaciones sedimentarias de la Cuenca Oriente, anteriores a la primera gran fase orogénica andina (ver I.3.).

I.2.2.1. Formaciones Hollín-Napo (Aptiano Superior - Campaniano)

La Formación Hollín consiste de areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso, masivas con estratificación cruzada. Se caracteriza también por la presencia de capas guijarrosas delgadas e intercalaciones de lutitas, limolitas y arenas negras impregnadas de asfalto. Buenos afloramientos se presentan en el Sistema Subandino.

La Formación Hollín descansa en discordancia sobre el substrato precretácico o en concordancia sobre la Formación Yaupi (Neocomiano), pero no se depositó en el borde oriental de la cuenca. Su espesor varía entre 30 y 150 m. Las areniscas gruesas de la parte inferior son continentales, en tanto que la parte más superior de grano más fino fue depositada en medio marino litoral (Jaillard, 1997).

La Formación Napo descansa en concordancia sobre la Formación Hollín. Consiste en alrededor de 350 m de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La Formación Napo es fácilmente reconocible en sismica por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas.

Jaillard (1997) da a la Formación Napo la categoría de grupo, dividiéndolo en cuatro miembros (a los que asigna el rango de formaciones), que corresponden a secuencias marinas de aguas poco profundas:

- *Napo Basal (Albiano Inferior - Albiano Superior);*
- *Napo Inferior (Albiano Superior - Cenomaniano Superior);*
- *Napo Medio (Turoniano);*
- *Napo Superior (Coniaciano Inferior - Campaniano Mediano).*

I.2.2.2. Formación Tena (Maastrichtiano Inferior - Paleoceno)

La base de esta formación está asociada con un cambio litológico importante (Jaillard, 1997). Localmente, en ciertos afloramientos del Sistema Subandino y en ciertas secciones sísmicas de la parte occidental de la cuenca, se puede observar una superficie de erosión, generalmente sobreyacida por areniscas o conglomerados (Tena Basal). Esa discordancia desaparece progresivamente hacia el este.

Esta formación comprende (Jaillard, 1997):

- un miembro "Tena Inferior" que consiste en limolitas y areniscas rojas continentales de grano fino, y descansan en concordancia sobre las areniscas y limolitas "Tena Basal";
- un miembro "Tena Superior" que consiste en limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior.

Entre los miembros Tena Inferior y Tena Superior, existe la presencia de un hiato sedimentario probablemente de edad maastrichtiano superior - paleoceno basal.

I.2.2.3. Formación Tiyuyacu Inferior (Eoceno Inf. a Medio)

El análisis de las secciones sísmicas del Oriente Ecuatoriano nos ha permitido definir una fuerte erosión intra-Tiyuyacu y diferenciar así una formación inferior y otra superior. El significado tectónico de esta superficie de erosión será discutido en la parte I.3.

En el Sistema Subandino norte, los afloramientos muestran que la Formación Tiyuyacu Inferior consiste en conglomerados, areniscas y arcillas que descansan en discordancia fuertemente erosiva sobre la Formación Tena Inferior o Superior (Marocco et al., 1997; Valdez, 1997). Las arcillas son por lo general abigarradas, rojo-verde en la parte inferior y rojo-café-azul-amarillento en la parte superior. Los conglomerados presentan clastos de 6 a 7 cm, subredondeados a redondeados, y compuestos principalmente de cherts y cuarzo lechoso y en menor proporción de rocas metamórficas (cuarcitas). La dirección de paleocorrientes medida a partir de imbricaciones de clastos, en afloramientos del Sistema Subandino, indica un sentido E y SE-SSE.

El ambiente sedimentario es de tipo fluvial y corresponde a ríos proximales intermitentes o con larga estación seca (Marocco R. et al., 1997). La potencia de la Formación Tiyuyacu Inferior varía entre 100 y 500 m.

La superficie de erosión y los conglomerados de la base de la Formación Tiyuyacu Inferior marcan el inicio de un importante evento tectónico (ver I.4).

I.2.2.4. Formaciones Tiyuyacu Superior-Orteguaza-Chalcana (Eoceno Medio - Oligoceno)

La Formación Tiyuyacu Superior presenta una base erosiva, la misma que generalmente fue rellenada por areniscas o conglomerados. Al igual que la Formación Tiyuyacu Inferior, está compuesta por conglomerados en la base y arcillas y areniscas en el tope, con la diferencia que los conglomerados son esencialmente de cuarzo lechoso, translúcido y muy poco chert, con tamaño de clasto que fluctúa entre los 2 y 3 cm (Valdez, 1997). La potencia de esta formación varía entre 100 y 200 m.

La Formación Orteguaza yace sobre la Formación Tiyuyacu Superior y se encuentra debajo de los sedimentos continentales fluviales de la Formación Chalcana. Está constituida de una serie marina somera compuesta por areniscas grises y verduscas, y lutitas gris verdosas a negras.

Los únicos afloramientos descritos hasta la fecha (Marocco R. et al., 1997) se pueden observar en el Sistema Subandino norte (río Aguarico). El color negro o gris muy oscuro de las lutitas, su fisilidad y la presencia de nódulos piríticos indican un ambiente reductor, como es el de una plataforma marina interna (zona infratidal).

En la sismica, el contacto Tiyuyacu Superior-Orteguaza corresponde a un fuerte reflector que marca el paso de ambiente continental a marino.

La edad de esta formación de origen marino somero es atribuida al Eoceno Medio-Oligoceno (LABOGEO, 1996). Su potencia es de aproximadamente 40 metros en el Sistema Subandino, pero en algunos pozos de la cuenca de antepaís alcanza los 250 metros.

La Formación Chalcana, en su parte basal, abarca el equivalente lateral en facies continentales de la Formación Orteguaza y está constituida por arcillolitas rojas con muñecos calcáreos y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeráticas.

I.2.3. Mio-Plioceno y Cuaternario

Las formaciones neogenas y cuaternarias Arajuno, Chambira, Mesa y Mera (Tschopp, 1953; Baldock, 1982) corresponden al relleno sedimentario de la cuenca de antepaís actualmente visible. No han sido diferenciadas en las secciones presentadas por la pobreza de datos de pozo.

Secuencias de volcánicos cuaternarios, desde el Sumaco al Reventador, cubren gran parte de la sucesión cretácica en el Sistema Subandino, culminando en conos simétricos brechoides y parcialmente erosionados.

I.3. ESTILO TECTÓNICO Y DOMINIOS ESTRUCTURALES

En la Cuenca Oriente ecuatoriana, el análisis de secciones sísmicas y de datos estructurales de campo (Sistema Subandino) nos ha permitido poner en evidencia 3 dominios estructurales controlados por mega-fallas de rumbo, de orientación NNE-SSW (ver fig. 1.1.) que se prolongan hacia el norte en Colombia.

En los dominios occidental y central, la sísmica muestra que esas fallas se verticalizan en profundidad y son probablemente de escala cortical. La presencia de estructuras en flor positivas (ver figs. 2.1.2. y 2.10.2.) y de pliegues orientados NNW-SSE o NW-SE indica que los dominios estructurales se deformaron en régimen transpresivo dextral. Este régimen tectónico está de acuerdo con el contexto geodinámico cretácico, terciario y actual (Minster y Jordan, 1978; Pilger, 1984; Aspdén and Litherland, 1992). Durante el Cretácico Superior, cuerpos volcánicos extrusivos (ver fig. 2.16.3.) aparecen en la Cuenca Oriente (Barragán et al., 1997), y están asociados al movimiento de rumbo de las mega-fallas.

La sísmica muestra que la mayoría de las fallas de rumbo corresponden a antiguas fallas normales - ahora invertidas - que controlaron la sedimentación del Permo-Triásico al Cretácico Temprano (ver figs. 2.2.2. y 2.2.3.). Así, calificamos los eventos tectónicos que deformaron la Cuenca Oriente de inversiones tectónicas.

I.3.1. Dominio Occidental: Sistema Subandino (figs. 1.3.1., 1.3.2., 1.3.3.)

El Sistema Subandino constituye la parte aflorante de la Cuenca Oriente y permite observar el estilo de las últimas deformaciones. En los afloramientos, se observan fallas inversas de alto a bajo ángulo, con marcadores cinemáticos que evidencian una tectónica transpresiva con movimientos dextrales. Este dominio tectónico se levantó y deformó principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario (lahares cuaternarios se encuentran levantados). La morfología y las series sedimentarias implicadas en la deformación conducen a diferenciar, de norte a sur, tres zonas morfo-estructurales (ver fig. 1.1.).

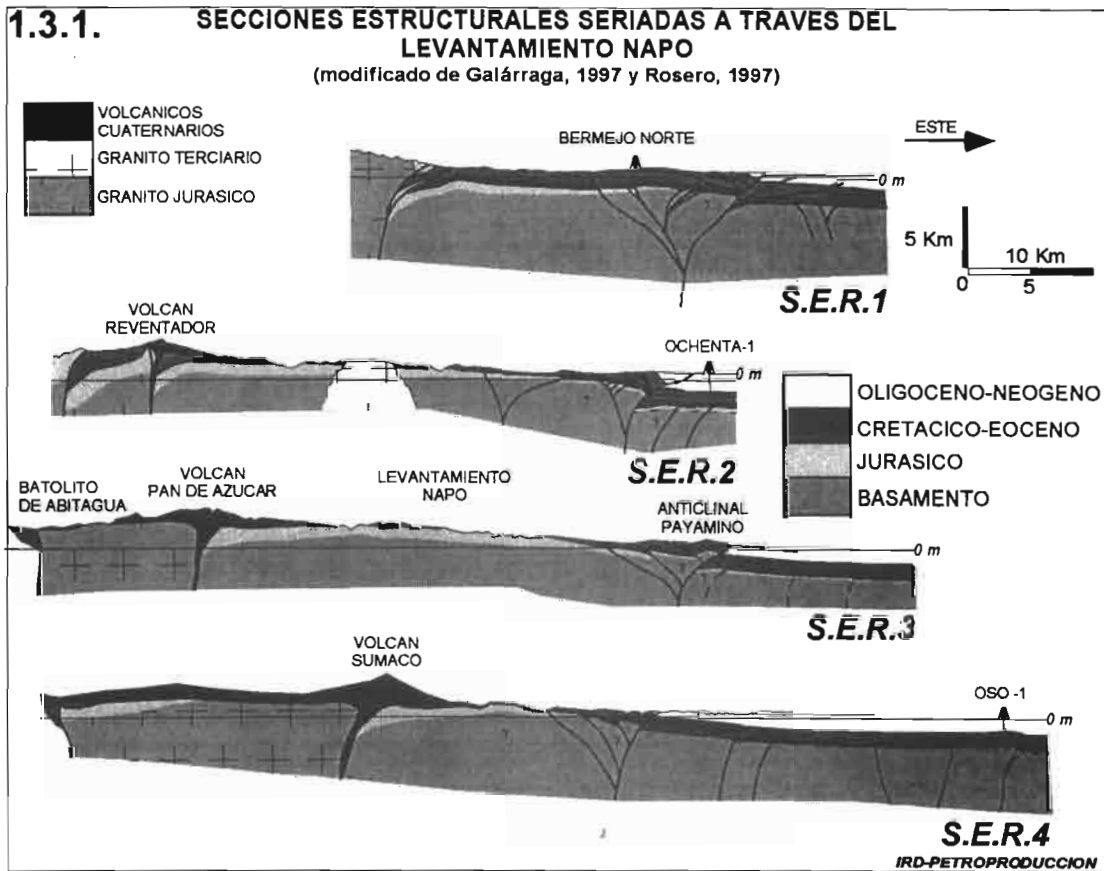
1.3.1.1. Levantamiento Napo

El Levantamiento Napo corresponde a un inmenso domo (ver fig. 1.3.1.), limitado al este y al oeste por fallas de rumbo, donde afloran esencialmente las formaciones sedimentarias cretácicas y terciarias de la Cuenca Oriente. El substrato del Cretácico está constituido por la Formación volcánica Misahuallí (Jurásico medio a superior) en la parte central y por el granito de Abitagua (de la misma edad) en el borde occidental.

El borde oriental del Levantamiento Napo - o frente subandino - está constituido por estructuras compresivas, tipo estructuras en flor positivas (Harding, 1985), que originaron el campo Bermejo (ver fig. 2.10.2.) y otras estructuras como el anticlinal del río Payamino. El análisis de ciertas secciones sísmicas del borde occidental del campo Bermejo (ver fig. 2.10.3.) muestra una sedimentación sin-tectónica de la Formación Tena Inferior, que registró probablemente la primera etapa de deformación (Cretácico terminal) de las estructuras en flor del frente subandino.

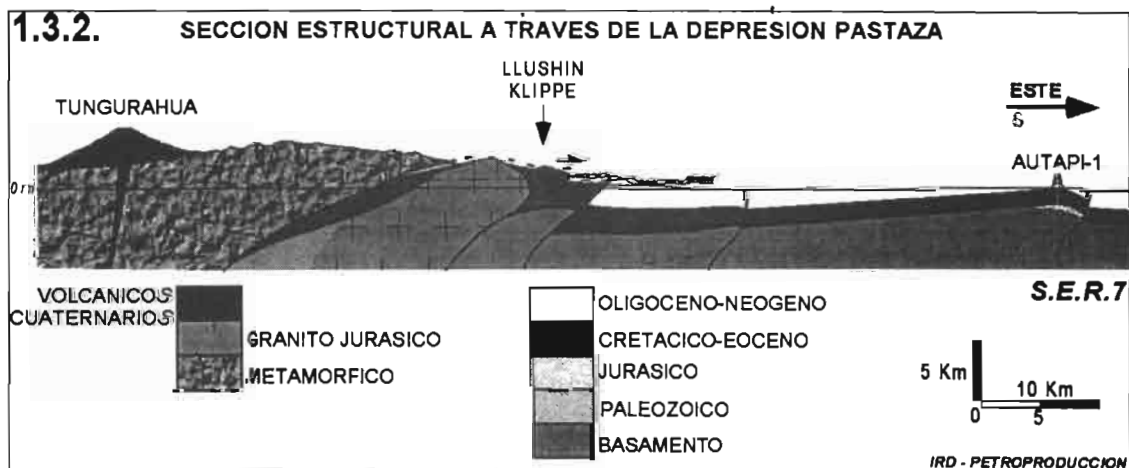
El borde occidental del Levantamiento Napo está deformado por fallas de rumbo que limitan un bloque compuesto de un substrato granítico (Batolito de Abitagua) y de una

cobertura de sedimentos mesozoicos levemente metamorfizados. A lo largo de la falla de rumbo que limita el batolito de Abitagua de la parte este del sistema Subandino, se encuentran los volcanes Reventador, Pan de Azúcar y Sumaco.



1.3.1.1. Depresión Pastaza

Corresponde a la zona de transición entre el Levantamiento Napo y el Levantamiento Cutucú, donde afloran esencialmente sedimentos neógenos y cuaternarios. La figura 1.3.2. muestra un cambio en la geometría de las fallas que se vuelven más cabalgantes al contacto Sistema Subandino-Cordillera Oriental. Así, una revisión de campo nos permitió descubrir el "klippe" tectónico del Río Llushín, compuesto de sedimentos metamorfizados de la Formación Pumbuiza, en contacto anormal sub-horizontal sobre la Formación Napo y la Formación Tena.

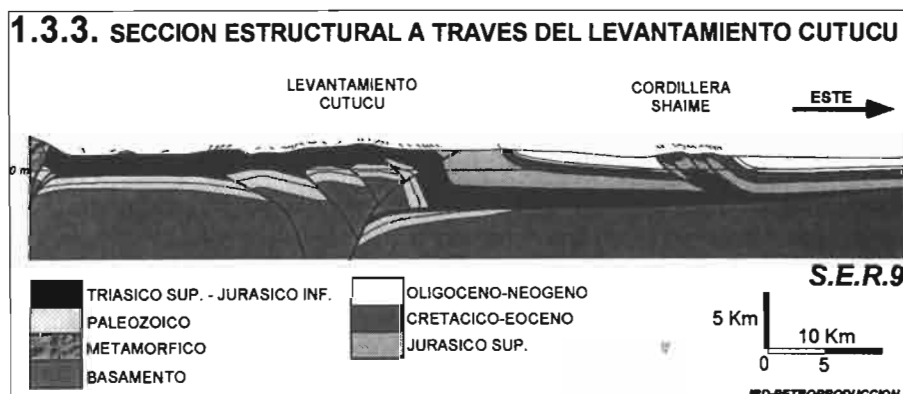


El Levantamiento Napo se amortigua y desaparece probablemente debajo de los corrimientos de la Cordillera Oriental.

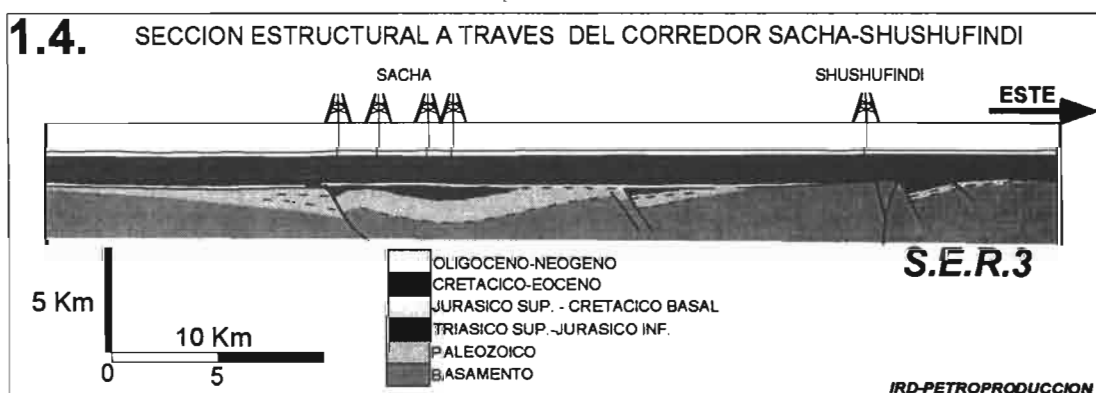
1.3.1.1. Levantamiento Cutucú

Esa parte del Sistema Subandino se caracteriza la aparición de nuevas formaciones precretácicas. En efecto, en el Levantamiento Cutucú afloran esencialmente las formaciones triásicas y jurásicas Santiago y Chapiza.

En la parte sur, a lo largo de la carretera Santiago-Mendez, interpretamos el Levantamiento Cutucú como una estructura en flor (ver fig. 1.3.3.). A esa latitud, estudios de campos y foto-interpretaciones muestran que el frente subandino corresponde, en superficie, a un sistema de corrimientos a vergencia oeste, relacionados con una cuña intercutánica profunda a vergencia este (Cordillera Shaime). Hacia el norte, este sistema de retro-corrimientos cabalga el borde este de la estructura en flor del Levantamiento Cutucú. El epicentro del sismo de Macas de 1995 estaba ubicado en esa zona de intersección de fallas (H. Yepez, comunicación oral). Hacia el sur, el sistema de retro-corrimientos se desarrolla según una orientación NNW-SSE y forma el borde oriental de la Cuenca Santiago de Perú (Pardo, 1982; Baby, 1995).



1.3.2. Dominio Central: Corredor Sacha - Shushufindi (fig. 1.4.)



El Corredor Sacha-Shushufindi (fig. 1.1) abarca los campos petrolíferos más importantes del Ecuador. Fue definido gracias a la construcción de secciones estructurales regionales y a la interpretación de numerosas secciones sísmicas. Está deformado por mega-fallas

de rumbo, orientadas en dirección NNE-SSW, que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie (fig. 2.1.2.).

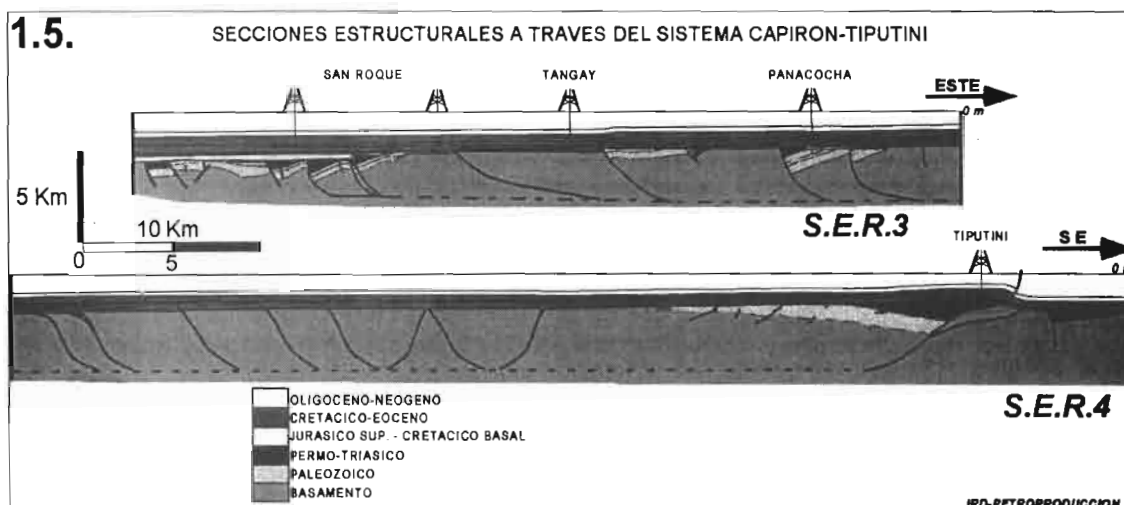
Las mega-fallas de rumbo han funcionado ya en el Precretácico. La sección sísmica de la figura 2.2.2. y el pozo Sacha Profundo-1 (Rivadeneira y Sánchez, 1989) muestran que limitan semi-grabens de edad triásico sup. a jurásico, a veces deformados por pliegues de gran amplitud (anticlinal Sacha). Esos pliegues corresponden probablemente a pliegues de tipo "roll-over".

Esas mega-fallas de rumbo han sido reactivadas e invertidas (transpresión dextral) durante el Cretácico Superior (fig. 2.1.3.), el Terciario y el Cuaternario. Están asociadas durante el Cretácico Superior a la extrusión de cuerpos volcánicos (Barragán et al., 1997), como lo ilustra una sección sísmica de la estructura Vista (fig. 2.16.3.).

Aunque todavía no está bien definida la parte sur del Corredor Sacha-Shushufindi (ver fig. 1.1.), éste parece prolongarse hacia el suroeste y aflorar en el Levantamiento Cutucú.

I. 3. 3. Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini (fig. 1.5)

Se trata de un dominio estructural (fig. 1.1) más ancho que el Corredor Sacha-Shushufindi. Las estructuras y campos petrolíferos más importantes se encuentran en el borde oriental (estructuras Tiputini, Tambococha, Ishpingo, Imuya), en el borde occidental (estructuras Cuyabeno-Sansahuari, Capirón), y también en la parte central (estructuras Pañacocha, Yuturi, Amo). El estilo de la deformación (estructuras oblicuas en "échelon", fallas verticales en superficie) expresa, como en el Corredor Sacha-Shushufindi, un régimen tectónico en transpresión dextral.



En el borde este, la sección sísmica *Tiputini PE-91-38* (fig. 2.25.) y las secciones estructurales de la figura 1.5 muestran claramente que la estructura Tiputini corresponde a la inversión tectónica de un semi-graben precretácico. El "trend" Tiputini-Ishpingo se prolonga hacia el sur en la Cuenca Marañón (estructura Bolognesi), donde un pozo alcanzó la Formación Mitu de edad permo-triásico (Gil, 1995). Así, interpretamos por correlaciones el relleno del semi-graben de Tiputini como un equivalente de la Formación Mitu.

Más al oeste, la sección sísmica *Pañacocha PE-92-1164* (ver fig. 2.23.) muestra que las estructuras corresponden esencialmente a inversiones tectónicas de semi-grabens a vergencia oeste. El análisis de secciones sísmicas más regionales muestra fallas lítricas

que se conectan sobre un nivel de despegue horizontal (ver. fig. 1.5.) ya mencionado por Balkwill et al. (1995).

El Sistema Invertido Capirón-Tiputini corresponde a la inversión de una cuenca extensiva estructurada por fallas lítricas, diferente de la cuenca Sacha-Santiago del Corredor Sacha-Shushufindi, y probablemente de edad permo-triásico. Esa inversión provocó un importante levantamiento de la parte oriental de la cuenca a partir del Eoceno como lo muestran ciertas secciones sísmicas (ver fig. 2.26.) donde estructuras eocénicas están erosionadas y selladas por la base de la Formación Tiyuyacu Superior.

I.4. ETAPAS DE DEFORMACIÓN

I. 4. 1. Extensión Precretácica

Globalmente, el Precretácico se desarrolla hacia el sur-suroeste de la Cuenca Oriente. Se caracteriza por una cuña sedimentaria paleozoica que se bisela hacia el este y por semi-grabens de edad permo-triásica o jurásica, erosionados y sellados por la Formación Yaupi o la Formación Hollín (ver fig. 1.5.). La mayoría están invertidos durante el Cretácico Superior y/o el Terciario. En el dominio oriental de la cuenca, algunos permanecen no deformados y sellados por la Formación Yaupi. El relleno de los semi-grabens corresponde esencialmente a las formaciones Sacha-Santiago en el Corredor Sacha-Shushufindi y probablemente a conglomerados permo-triásicos (Formación Mitu del Perú) en el Sistema Invertido Capirón-Tiputini (ver fig. 1.5.); el substrato está constituido de sedimentos paleozoicos.

I. 4. 2. Extensión Napo Basal o Inferior ? (Albiano a Cenomaniano)

Algunas secciones sísmicas (ver figs. 2.1.3., 2.4.2., 2.6.2., 2.8.2., 2.12.2. y 2.13.2.) permiten evidenciar pequeñas fallas normales que afectan la parte inferior de la Formación Napo. Los datos analizados hasta ahora no permiten definir precisamente la geometría y la cinemática de estas fallas. La mayoría de estas pequeñas fallas fue invertida durante las etapas de deformación compresivas posteriores. Controlaron probablemente la sedimentación de ciertos cuerpos arenosos actualmente conocidos como excelentes reservorios.

I. 4. 3. Inversión Napo Medio - Tena Inferior (Turoniano a Maastrichtiano)

La primera etapa de deformación compresiva, que calificamos de inversión tectónica en régimen transpresivo dextral, se produjo durante la sedimentación de los miembros Napo Medio y Superior y de la Formación Tena Inferior. La sección sísmica de la figura 2.1.3. muestra que los sedimentos de la Napo Superior y de la Tena Inferior se biselan sobre el anticlinal de la estructura Shushufindi y sellan así una primera etapa de deformación.

Muchas estructuras de la parte oriental de la cuenca, como Pañacocha (ver fig. 2.23.) o Capirón (ver fig. 2.26.) presentan en sus flancos variaciones de espesor en la Formación Tena debidas a una fuerte erosión de la Tiyuyacu Basal.

En la parte oeste de la cuenca, donde la Formación Tena es más completa - menos erosionada - las estructuras como Bermejo presentan una deformación sin-sedimentaria en la Tena Inferior que registró este evento de deformación transpresiva (ver fig. 2.10.3.).

La mayoría de los campos productores del Oriente Ecuatoriano están afectados por esta primera etapa de deformación (tabla 2.1.) que coincide con la fase de deformación compresiva Peruana descrita más al sur (Jaillard, 1993; Gil et al, 1996).

I. 4. 4. Inversión Tiyuyacu Inf. (Eoceno Inferior)

El análisis de la sísmica a nivel regional nos ha permitido definir una superficie de erosión intra-Tiyuyacu y así una nueva formación que llamamos Tiyuyacu Superior (ver literales I.2.2.3. y I.2.2.4.).

Esa superficie de erosión provoca variaciones de espesor de la Tiyuyacu Inferior en los flancos de muchas estructuras como Cuyabeno-Sansahuari o VHR (ver figs. 2.7.2. y 2.7.3.) y delimita así una deformación pre-Tiyuyacu Superior.

Se trata de una deformación sin-sedimentaria en la Tiyuyacu Inferior que confirma la importancia de esta segunda etapa de deformación transpresiva - probablemente de edad eoceno inferior - que marca el inicio de una importante subsidencia de la Cuenca Oriente.

I. 4. 5. Inversión Plioceno -Cuaternario

Es la última y una de las principales etapas de inversión tectónica de la Cuenca Oriente. Es responsable del levantamiento del Sistema Subandino y levanta toda la columna sedimentaria de la Cuenca Oriente, hasta lahares y terrazas aluviales cuaternarias que hemos podido observar tanto en el campo como en imágenes radar.

Esta etapa de deformación es contemporánea de los volcanes Reventador, Pan de Azúcar y Sumaco. El campo Bermejo se desarrolló a partir del Maastrichtiano, y fue levantado en el Plio-Cuaternario en el eje de la estructura en flor del frente orogénico

La sísmica muestra que muchas de las fallas invertidas de la cuenca de antepaís han sido reactivadas durante esta época.

II. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS GENERALES DE LOS CAMPOS MAS IMPORTANTES DE PETROPRODUCCION

Generalidades

La Cuenca Oriente constituye el segmento más prolífico de la provincia petrolera Putumayo-Oriente-Marañón. Cuenta con reservas originales totales (probadas + probables) de 6,124 millones de barriles, de las cuales, hasta el 31 de diciembre de 1997, se han producido el 39%.

En la Cuenca Oriente se ha descubierto un total de 77 campos, de los cuales 51 se encuentran actualmente en producción: 32 son de Petroproducción, 5 de City, 3 de Occidental, 4 de Elf, 6 de YPF y 4 de Oryx. Seis campos de Petroproducción están cerrados, esperando su rehabilitación, y finalmente 20 campos descubiertos no han sido aun desarrollados (18 campos de Petroproducción y dos de Arco).

Reservorios

Los principales reservorios productivos son Hollín de edad aptiano-albiano inf., T del Albiano Superior y U del Cenomaniano, todos integrados por areniscas cuarzosas, en partes glauconíticas, las mismas que hacia el este de la cuenca se formaron en medios predominantemente fluviales, evolucionando en dirección oeste a estuarios en unos casos y deltas en otros con influencia de mareas, culminando en un ambiente claro de plataforma marina. Algunos sedimentólogos, principalmente White et al. (1995), consideran que las mismas se formaron como resultado de relleno de valles de incisura ("incised valley -fill system").

Reservorios arenosos de menor importancia son M1 del Campaniano y Tena Basal del Maastrichtiano. Reservorios marginales constituyen las calizas B y A del Cenomaniano y Turoniano respectivamente - cuya única producción proviene de los pozos Charapa 1 con 200 BPPD de 30° API, y Bermejo N-2 con 46 BPPD de 30° API - y la arenisca M2 del Turoniano, que produce en el pozo VHR-9 alrededor de 300 BPPD de 20° API.

Formación de las estructuras y acumulación de crudo

Las estructuras petrolíferas de Petroproducción se formaron en dos etapas fundamentales (cuadro 2.1): la primera entre el Turoniano-Coniaciano-Maastrichtiano (en forma contemporánea a la depositación de Napo Medio - Napo Superior y Tena Inferior), y la segunda durante el Eoceno (al tiempo de la depositación de Tiyuyacu Inferior), por lo que ya a partir del Paleoceno Inferior - es decir luego de la primera etapa de estructuración - la mayoría de anticlinales productivos estudiados estaba en capacidad de acumular hidrocarburos (con excepción de los campos Cuyabeno-Sansahuari, VHR y Pucuna que recién se estructuran en el Eoceno Inferior a Medio) y, *al tiempo Eoceno Tardío, absolutamente todas podían acumular crudo, por lo que Bernal C. (1998) define a éste tiempo como el momento crítico del Sistema Petrolífero Napo*. Posteriormente, en el Neógeno, se produjo la reactivación de algunas de las estructuras petrolíferas estudiadas.

Cuadro 2.1.: Edad de estructuración de los campos de Petroproducción

CORREDOR	CAMPO	EDAD ESTRUCTURACION		
		Turon-Maastrich.	Eoceno inf.-med.	Mio-Plioc.
SUBANDINO	Bermejo			
SACHA - SHUSHUFINDI	Frontera			
	Tapi			
	Charapa			
	Lago Agrio			
	Guanta-Dureno			
	Atacapi			
	Parahuacu			
	Secoya			
	Pichincha			
	Shushufindi			
	Sacha			
	Huamayacu			
	Pucuna			
	Coca-Payamino			
	Culebra-Yulebra			
	Yuca			
	Auca			
	Rumiyacu			
	Cononaco			
	Tiguino			
CAPIRON-TIPUTINI	VHR			
	Sansahuari			
	Cuyabeno			
	Pañacocha			
	Yuturi			
	Tiputini			

Algunas características de los crudos

En el Sistema Subandino (fig. 1.1), el campo Bermejo es el único en producción, siendo su crudo (Hollín) el de mayor calidad de la cuenca tanto por su gravedad, cuanto por tener el menor contenido de azufre (0.32-0.44%P), níquel (1.7-3.8 ppm) y vanadio (1.3-10.1 ppm) entre todos los crudos del Oriente (cuadro 2.2).

En el Corredor Sacha-Shushufindi (fig. 1.1, cuadro 2.2), los crudos livianos y medianos con bajo contenido de azufre predominan en el norte, apareciendo en dirección sur los crudos pesados con alto contenido de azufre. Crudos altamente sulfurosos (>2%) se encuentran en el reservorio T de Cononaco y en los reservorios U de los campos Culebra-Yulebra-Anaconda y Auca.

En el Sistema Invertido Capirón-Tiputini (fig. 1.1, cuadro 2.2), en el norte, predominan los crudos medianos con contenidos de azufre de menos del 1%, y en dirección sur y este del "Play", los crudos pesados (Tiputini, Ishpingo) con altos contenidos de azufre (sobre el 2%).

Cuadro 2.2.: Calidad de los crudos y contenido de azufre

CORREDOR	CAMPO	RESERVORIOS - TIPO DE CRUDO								CRUDOS - CONTENIDO DE AZUFRE							
		Holl	T	Cal B	U	Cal A	M2	M1	BT	Holl	T	Cal B	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



II.1. EL CAMPO SHUSHUFINDI-AGUARICO

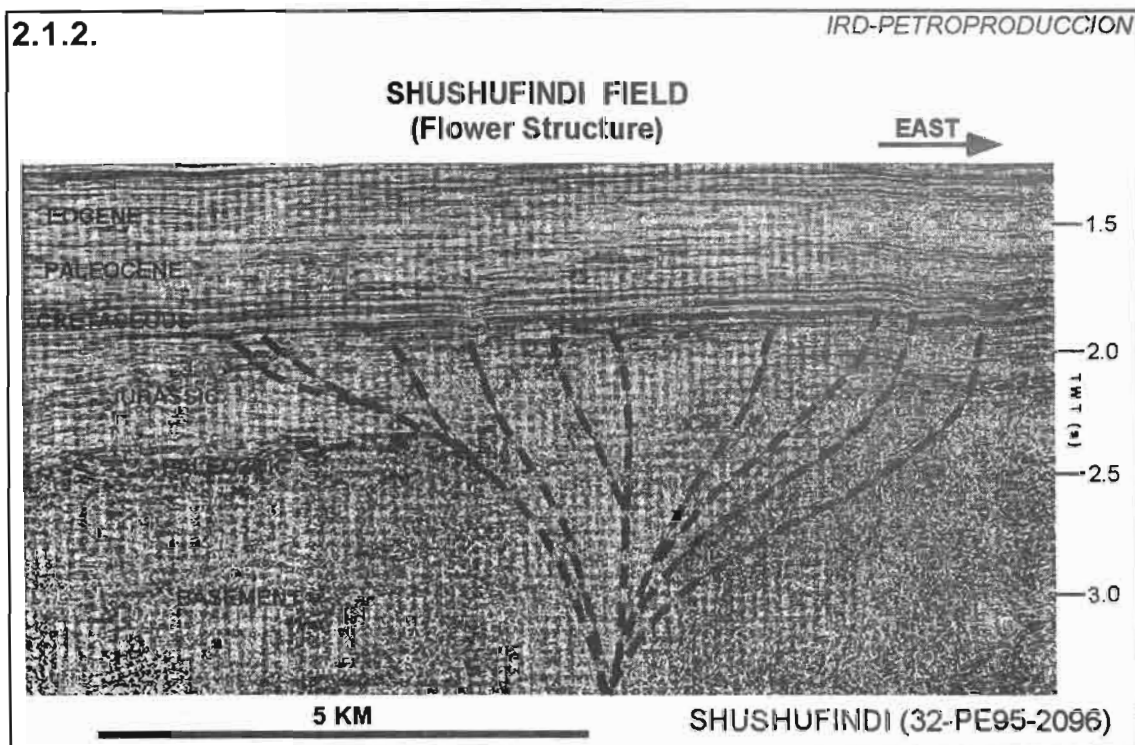
Breve reseña histórica

El campo Shushufindi fue descubierto en 1969 con el pozo Shushufindi 1, que arrancó el 4 diciembre de 1968 alcanzando una profundidad de 9772'. Las pruebas se efectuaron a partir del 10 de enero, siendo completado el 13 de enero del 69, obteniéndose una producción de 2,621 BPPD (barriles de petróleo por día) de 32.5° API y 2,496 BPPD de 26.6° API de los reservorios T y U respectivamente.

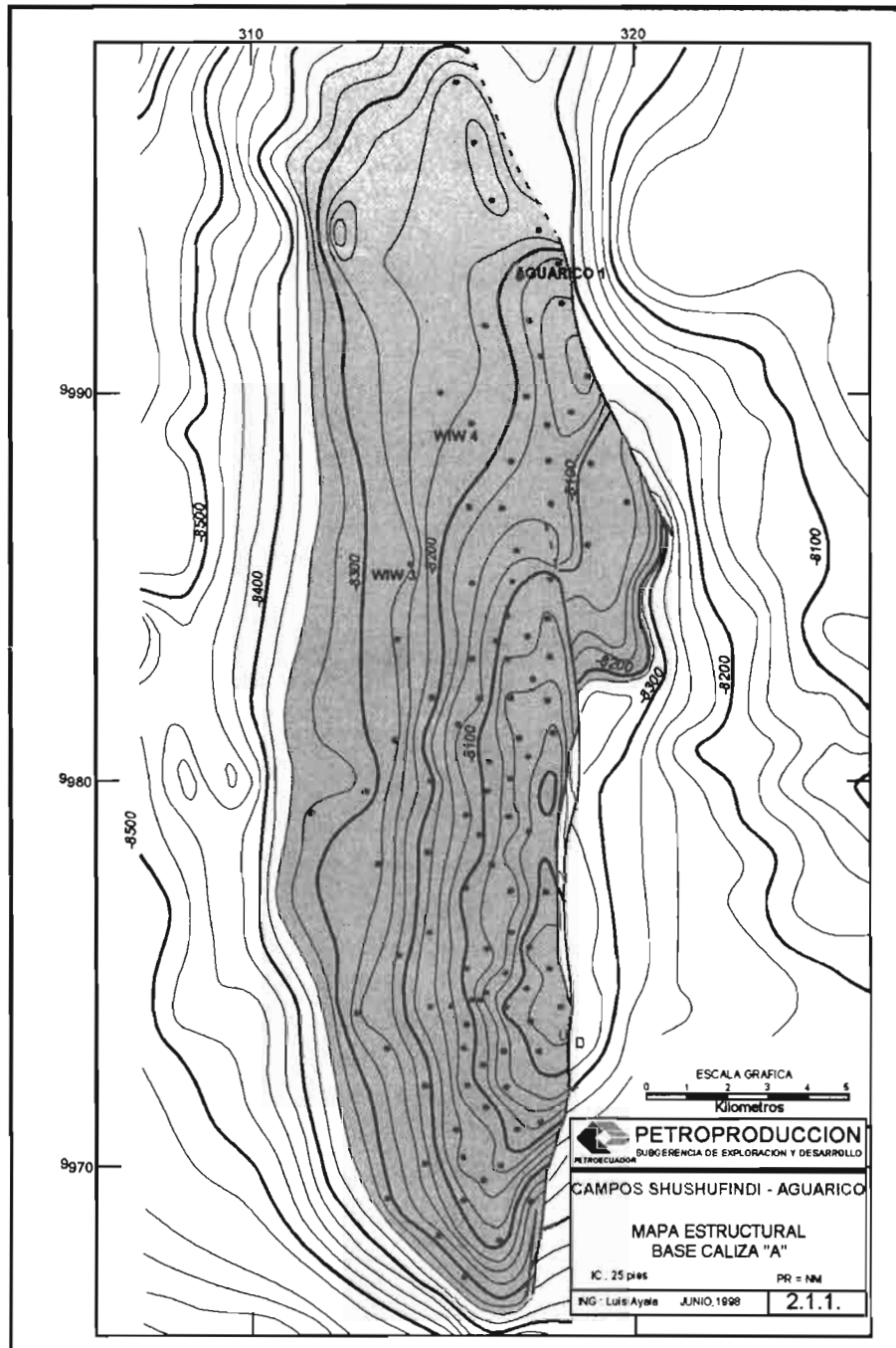
Como dato curioso, en la recomendación de perforación de Texaco (1968), se define como principal objetivo la formación cretácica Hollín (basado en los resultados del pozo Lago Agrio 1), y solo como "objetivos atractivos secundarios" las areniscas U y T. Asimismo, sobre la base de un significativo "draping" de los sedimentos Tiyuyacu del Eoceno sobre la falla oriental, Texaco deduce un origen pre-eocénico de la estructura, y este "crecimiento estructural temprano" cree es el factor clave para la acumulación de hidrocarburos en la Cuenca Oriente (presunción que demostró ser cierta).

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 (fig. 2.1.1). Su flanco occidental está limitado por un sistema de fallas transcurrentes, las mismas que son parte de una gran estructura en flor (fig. 2.1.2) de raíz muy profunda con transpresión dextral (Baby P. et al., 1998).



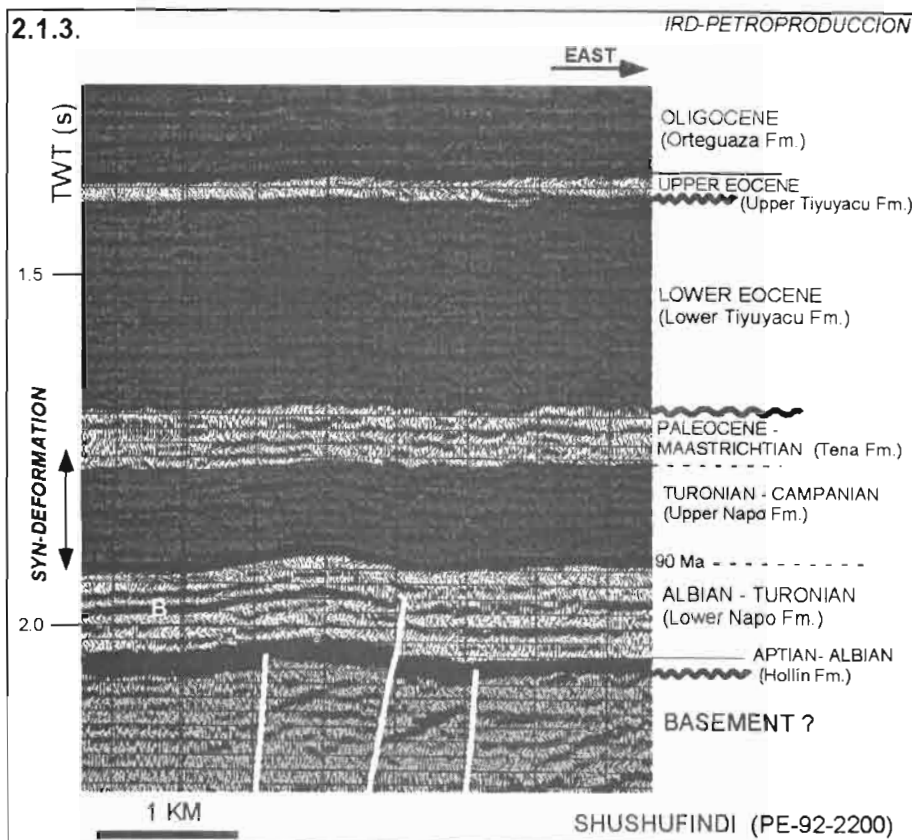
A la base caliza A, la estructura tiene una longitud aproximada de 33 km y un ancho que varía entre 6 y 7 km. Su cierre estructural en el alto sur (pozo SSFDI 21A) es de 371', de 341' en la culminación ubicada hacia el norte de la anterior (pozo SSFDI A9), y de 223' en el alto Aguarico (pozo SSFDI B60).



La formación de la estructura se produce durante el Turoniano-Maastrichtiano, evidenciada en el periclinal sur de Shushufindi por un "onlap" sobre el reflector caliza A (fig. 2.1.3) y deformación sin-sedimentaria de Napo Superior y Tena (figs. 2.1.3, 2.1.4, 2.1.5). Reactivaciones menores se producen en el Eoceno y Neógeno, reflejadas por deformación sin-sedimentaria de la Formación Tiyuyacu Inferior (fig. 2.1.5).

Características litológicas de los principales reservorios

La arenisca U (SSFDI A-68) es una cuarzo-arenita sub-arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono y policristalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolínica y el cemento silíceo (SSI, 1991). La porosidad descrita es



intergranular e intragranular con disolución y porosidad móldica. La porosidad promedio es de alrededor del 19%.

Petrotech (1995) identifica a nivel de esta arenisca un cambio lateral de facies detríticas a calcáreas, al sur y al este del campo Shushufindi.

La arenisca T es similar a U, con idénticos minerales accesorios. La matriz es caolínica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en U es inter e intragranular y tiene un valor promedio del 18%. La zona con alto valor de permeabilidad es de grano medio a grueso con ocasionales finos.

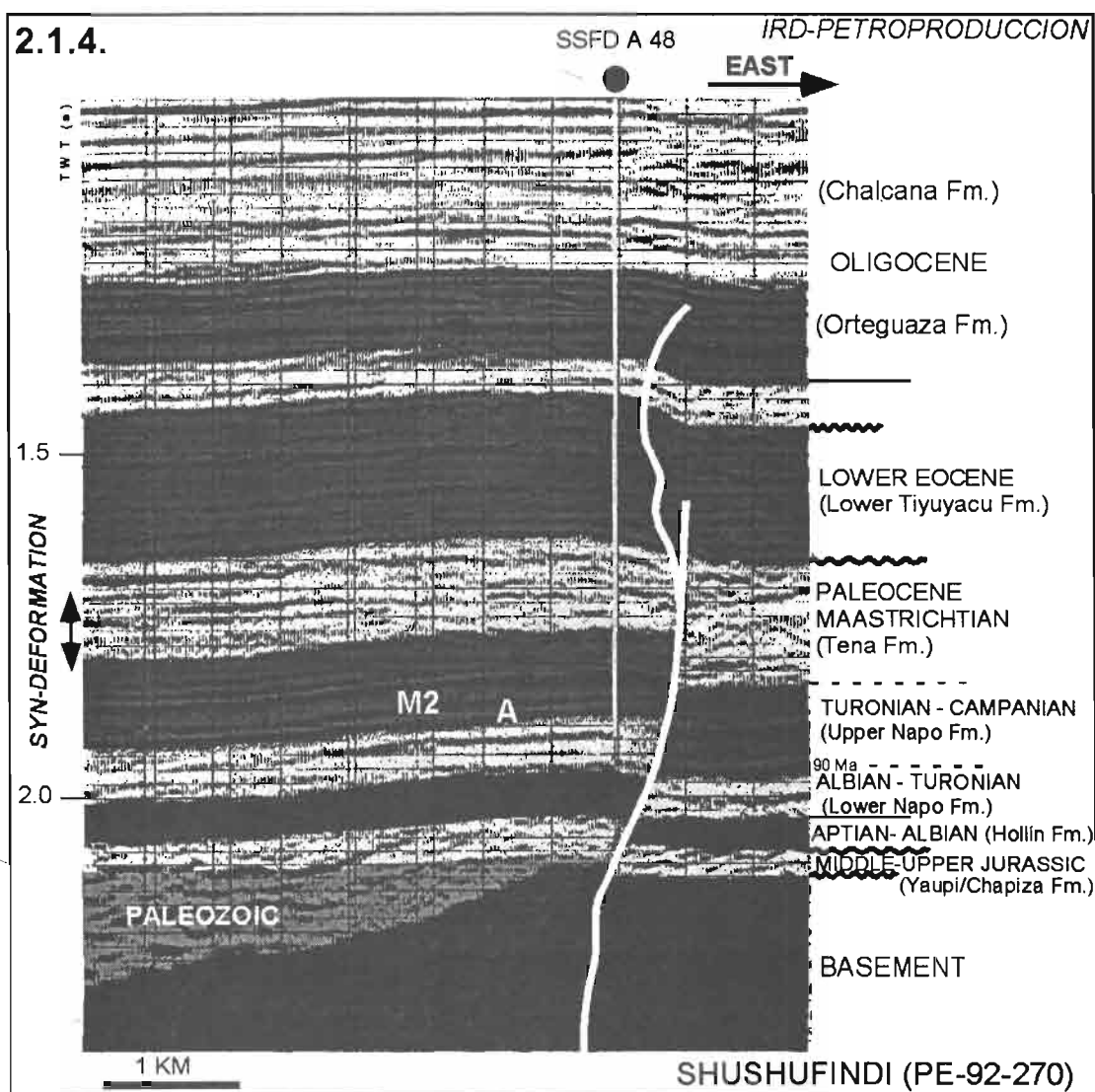
Ambiente deposicional

En el estudio de simulación matemática desarrollado por la consultora SSI (1991), se presenta para los yacimientos U y T un modelo deltaico con subambientes de barras de desembocadura influenciados por olas, de direcciones N-S, y subambientes menores de relleno de canal, barras de marea en U y depósitos lobulares de grietas de desborde ("crevasse"). En las areniscas, describen la presencia de abundantes fósiles y cavidades de gusanos, ocasionales escamas de peces y dientes de tiburón.

Dicho estudio considera que las calizas de Napo Inferior y Medio son depósitos de bahía y lagunales, que ocasionalmente se interdigitan con las areniscas deltaicas (esta interpretación se basó en el análisis de solo dos núcleos del pozo Shushufindi A-68 y la extrapolación de los ambientes determinados en el campo Libertador).

Los reservorios arenosos se caracterizan por la ausencia de matriz arcillosa u otros inhibidores de porosidad (sin embargo se determinó caolinita y cemento calcáreo en las

areniscas), en contraste con lo observado en Libertador y Cuyabeno-Sansahuari, lo que “indica que Shushufindi estuvo más lejos de la playa saturada de agua lodosa que afectó adversamente los reservorios de Libertador y Cuyabeno-Sansahuari” (SSI, 1991).



Volcanismo

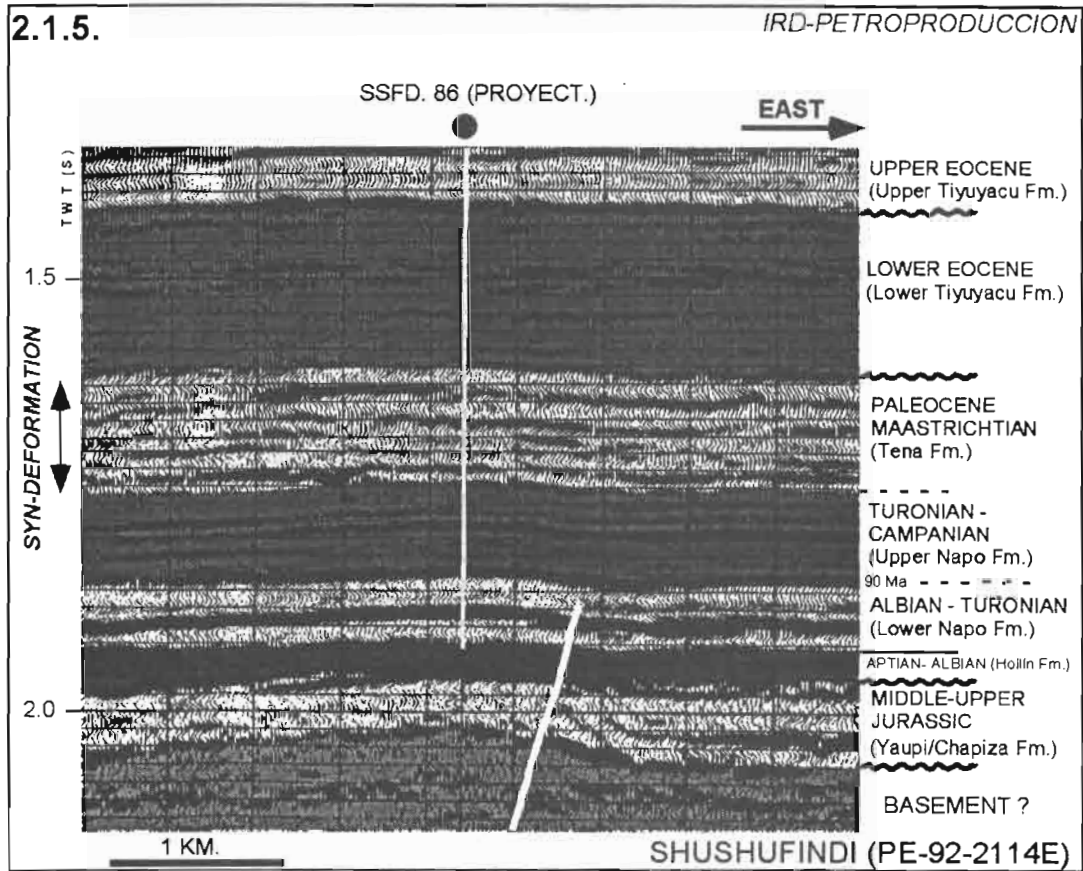
Si bien no se han reportado cuerpos ígneos a nivel del campo, en la estructura Vista (fig. 2.16.3), ubicada cerca al flanco oeste del campo Shushufindi, se detectó un cuerpo ígneo extrusivo que fue atravesado por el pozo Vista 1, entre 9400' y 10,000', el mismo que consiste de tobas basálticas y se localiza a nivel de Napo Basal. Una datación de K/Ar dio una edad de 106 +/- 5 Ma que equivale al Aptiano Tardío-Albiano Temprano.

Características de los crudos y aguas de formación

El crudo del reservorio T es de 26°-32° API, mientras que el de U varia entre 24° y 31° con predominio de los crudos de menos de 30° API, lo que se refleja directamente en el contenido de azufre, que es de 1.10-1.22% en peso para el petróleo de U, y de 0.52-0.64% P de azufre del crudo de T. 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.

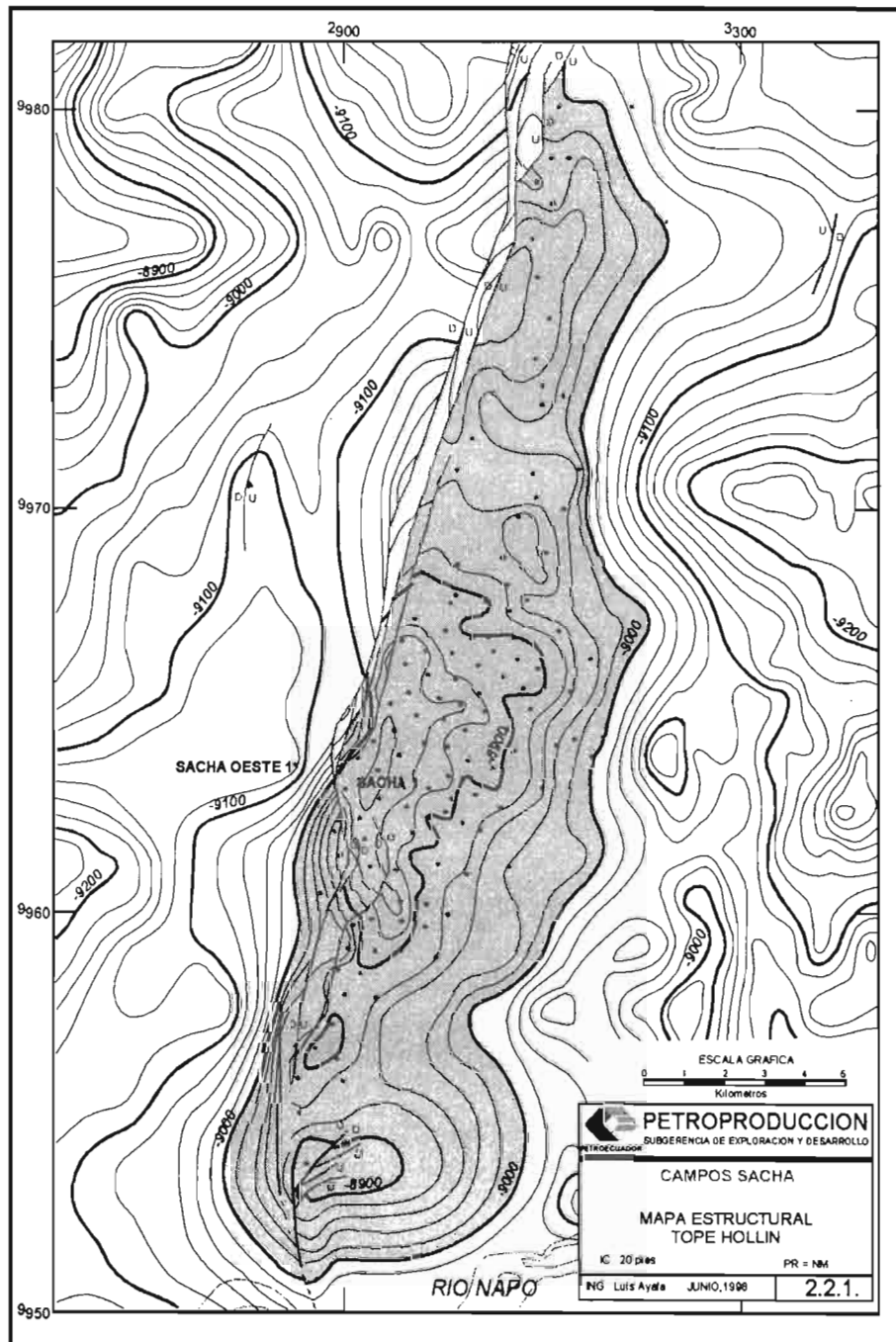
El crudo U parece provenir de una roca madre depositada en ambiente marino, como muestra la relación Pristano/Fitano de 0.82 determinada en una muestra del pozo Shushufindi 3.



II.2. EL CAMPO SACHA

Breve reseña histórica

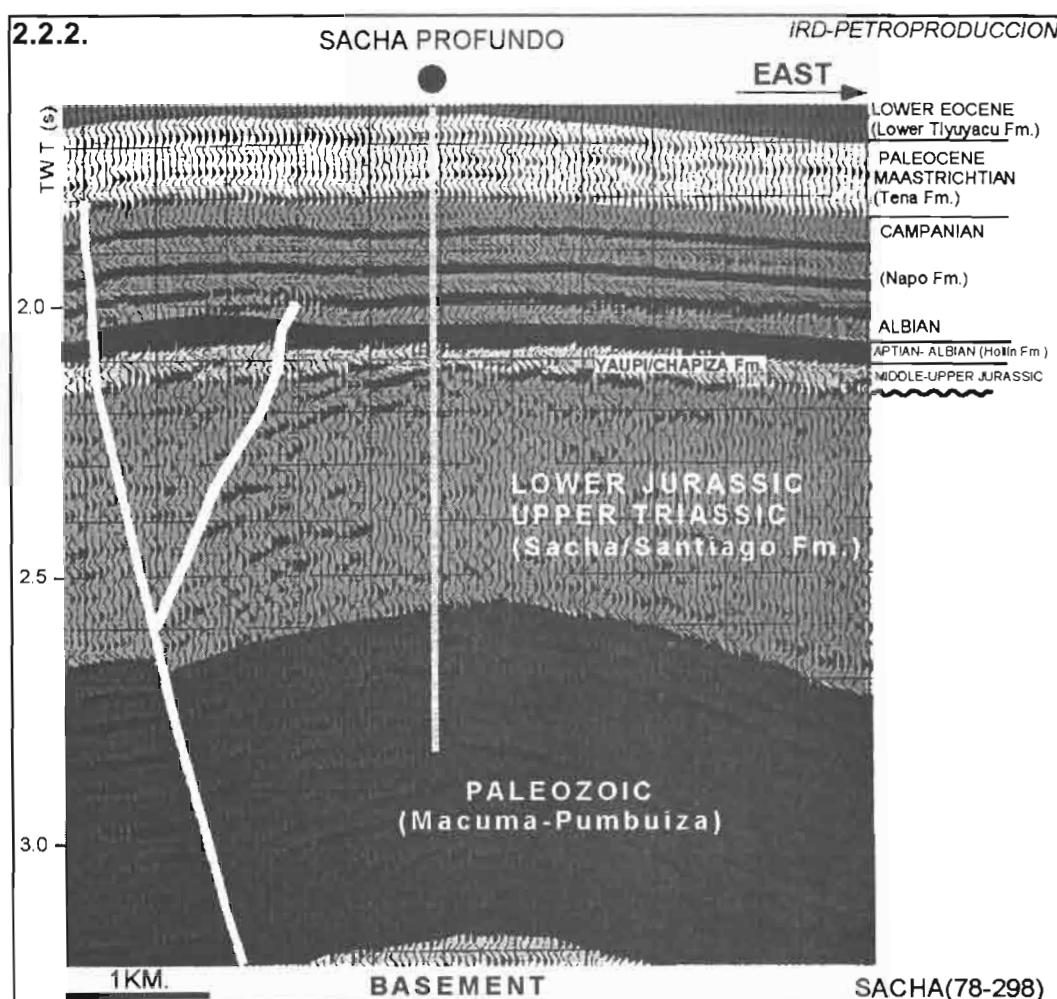
La estructura Sacha fue probada con la perforación del pozo Sacha 1 (que se inició el 21 de enero de 1969) con una torre helitransportable. Alcanzó los 10,160' de profundidad y produjo 1,328 BPPD de 30° API de la Formación Hollín, siendo completado el 25 de febrero de 1969. Este pozo continúa en producción, contando a febrero de 1998 con un acumulado de 7'237 millones de barriles.



La estructura Sacha y su evolución

Sacha es un anticlinal de dirección NNE-SSO (fig. 2.2.1) cortado en su flanco oeste por una falla transcurrente. Se localiza en el flanco occidental del Corredor Petrolífero Sacha-Shushufindi (Baby et al., 1997). 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.

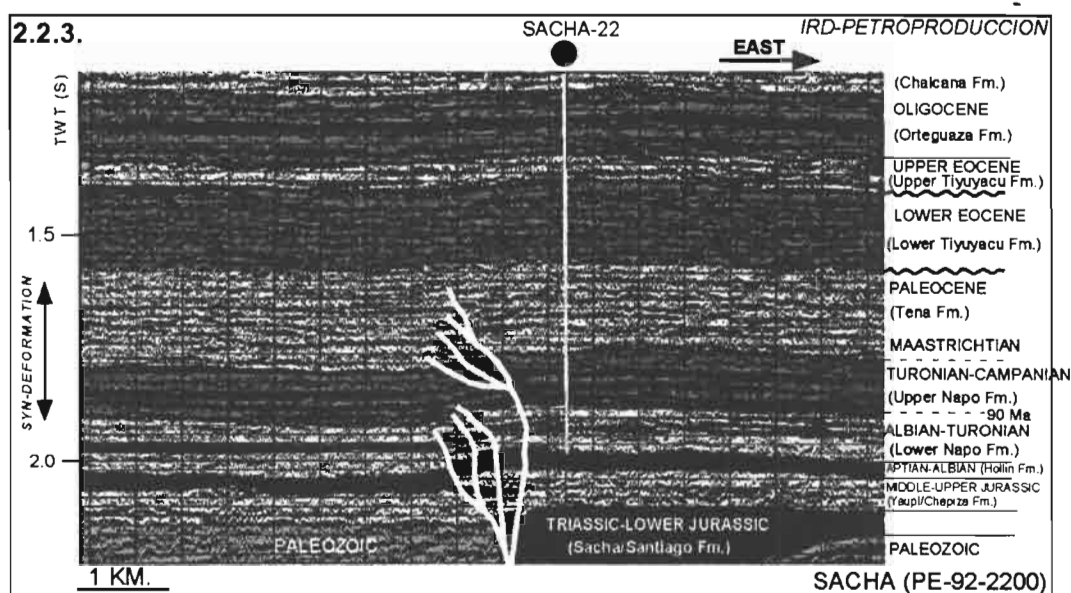
Bajo la estructura Sacha de edad cretácica, se desarrolló el anticlinal "Sacha Profundo", de posible edad jurásico inferior a medio (fig. 2.2.2), que plegó los depósitos paleozoicos y triásico-jurásicos de la Formación Sacha (Santiago-equivalente), el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo-1 sin resultados positivos.



La estructura Sacha se formó entre el Turoniano y el Maastrichtiano, como muestra la variación de espesor de las formaciones Napo Medio-Superior y Tena, entre el flanco occidental y el alto de la estructura (fig.2.2.3).

Características litológicas de los reservorios

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



Hollín Superior (o arenisca Napo Basal). Arenisca cuarzosa-glaucónítica, calcárea, de grano fino a medio, con una porosidad media del 14%. Se encuentra interestratificada con lutita.

T Principal. Es 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 cuarzo-arenita sub-arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono y policristalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos (SSFDI A-68). 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 e 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.

Ambientes de depositación

Tanto para Hollín como para T y U, se ha definido un ambiente estuarino dominado por mareas (Shanmugan G. et al., 1998) 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 como un estuario según Shanmugan), facies heterolíticas inclinadas, capas dobles de lodo, estratificación cruzada bidireccional (espina de pescado), secuencias transgresivas (profundización hacia arriba).

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 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. *Durante el tiempo de depositación de T y U, Shanmugan et al. (1998) encuentran que se repiten las etapas (2), (3) y (4) desarrolladas sobre facies de plataforma, sin evidencias de erosión en los núcleos analizados.*

La depositación de los principales reservorios evolucionó como en casi toda la cuenca a partir de un ambiente fluvial a la base (en muchos casos), culminando en un ambiente franco de plataforma marina, en el marco de un ciclo transgresivo mayor con eventos menores correspondientes a los ciclos Hollín, T y U.

Características de los crudos

La gravedad del crudo de Hollín Principal varía entre 27 y 28° API, el de Hollín Superior entre 27 y 29° API, el de T entre 27 y 28, el de U entre 27 y 29 y el de Tena Basal entre 27 y 29° API.

Los contenidos de azufre determinados para los crudos Hollín varían entre 0.40 y 1.10 % (cuatro muestras), los crudos T tienen 0.88 %P (2 muestras) y U 1.15 y 1.23 %P (tres muestras).

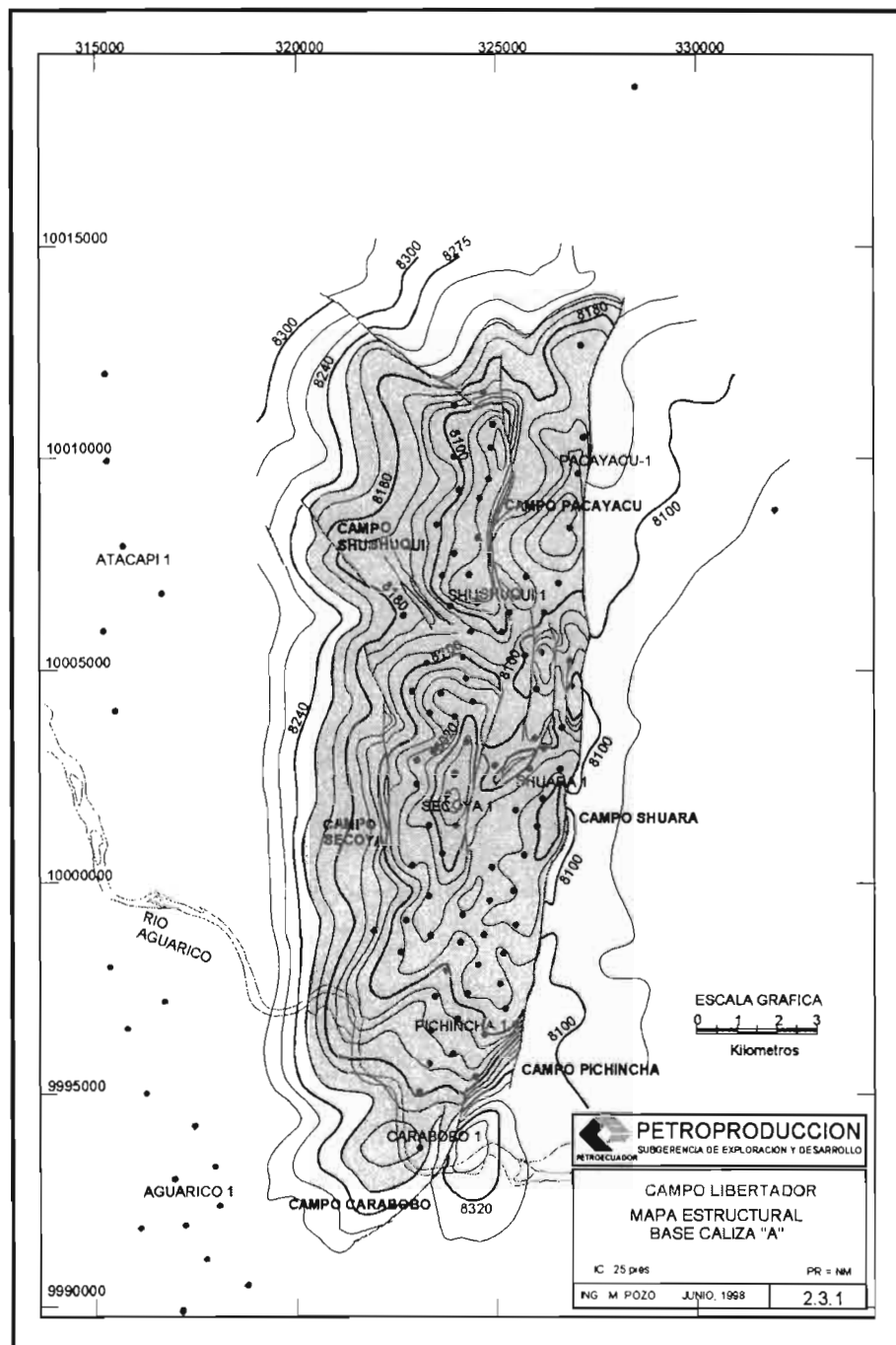
Los contenidos de S, Ni y V del petróleo del yacimiento T en general tienden a ser menores que los de U y Tena Basal, mientras que dos muestras analizadas de crudos Hollín muestran resultados muy disímiles, con una variación fuerte de contenido de azufre, Ni y V, a pesar de tener la misma gravedad.

Los crudos Hollín presentan relaciones Pristano/Fitano cercanas a 1 (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.

II.3. CAMPO LIBERTADOR

Breve reseña histórica

En 1980, CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) 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 2.3.1).



Las primeras interpretaciones sísmicas mostraban tres estructuras independientes. Posteriores interpretaciones, ajustadas con los datos de pozos perforados y con la información de reservorios volcados en los mapas estructurales, hacían suponer que dichas estructuras constituían un solo campo. Esta hipótesis se confirmó en 1983 con el

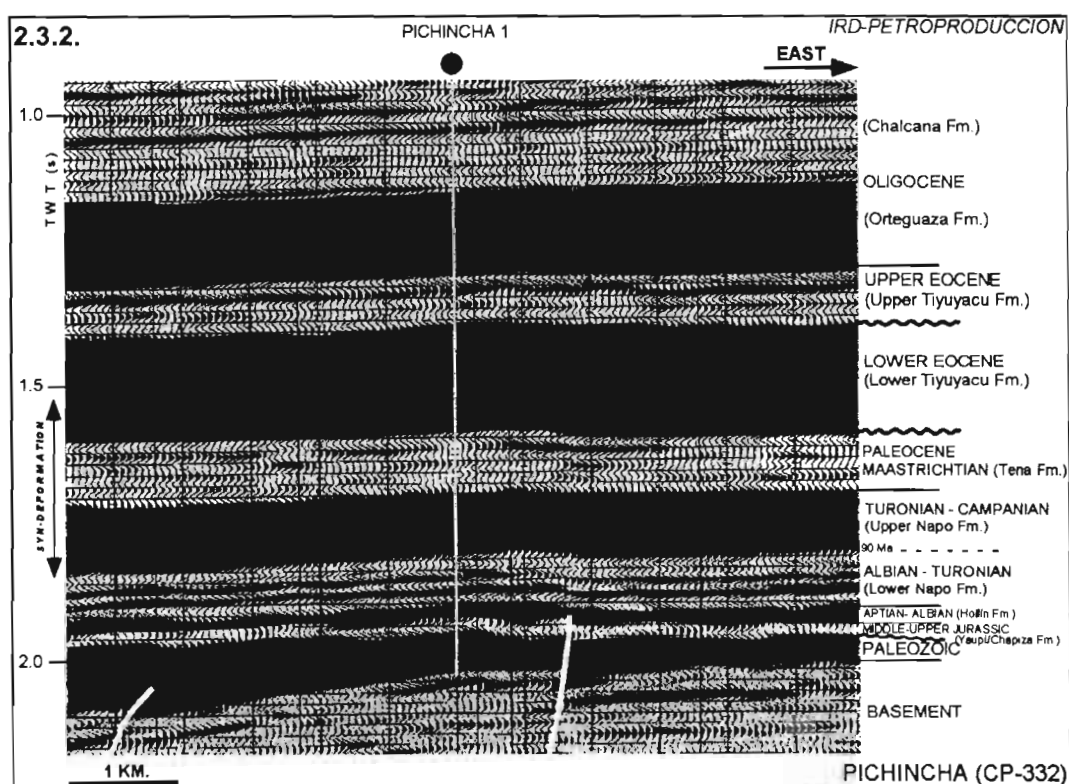
pozo Guarumo 1 (rebautizado posteriormente como Pichincha 1), perforado en el periclinal sur.

Tabla 2.3.1. Características de los pozos descubridores del campo Libertador

POZO	PRODUCCION (BPPD)	GRAVEDAD ("API)	PROFUNDIDAD TOTAL
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

La estructura Libertador y su evolución

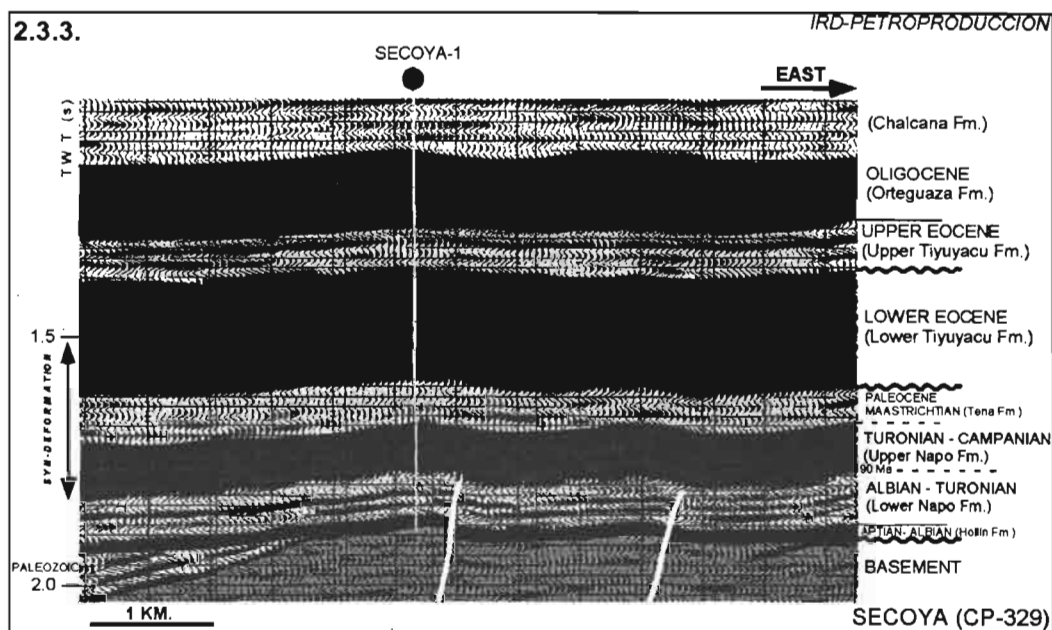
La estructura del campo Libertador tiene forma de cajón (fig.2.3.1), con 4 subestructuras alineadas en dos ejes N-S que se fusionan hacia el sur conformando el periclinal Pichincha-Carabobo (fig. 2.3.2). El eje oriental cruza de N a S las estructuras Pacayacu y Shuara, y el eje occidental las estructuras Shushuqui y Secoya (fig. 2.3.3).



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 transcurrente dextral acompañada de varias fallas en echelón que afectan las estructuras del campo.

Las estructuras del campo Libertador se formaron en el tiempo turoniano-maastrichtiano y en el Eoceno, lo que se evidencia por deformación sin-sedimentaria de los depósitos Napo Medio-Superior, Tena y Tiyuyacu Inferior (figs. 2.3.2 y 2.3.3).



Características litológicas de los reservorios

Arenisca T Inferior. Arenisca cuarzosa en secuencias métricas granodecrecientes 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.

Arenisca T Superior (núcleos de los pozos Secoya 25, Shushuqui 2, Shuara 4 y Carabobo 5). Labogeo (1995) define areniscas cuarzo-glauconíticas métricas de grano muy fino, masivas a onduladas, con bioturbaciones (Shushuqui 2, Shuara 4 y Carabobo 5). Tiene importante presencia de cemento calcáreo.

Arenisca U Inferior. Arenisca cuarzosa, en partes algo micácea (Labogeo, 1995), granodecreciente, 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 bioturbada hacia arriba.

Arenisca U Superior. En dos pozos (Shushuqui 1, Shuara 4), Labogeo (1995) describe areniscas cuarzosas con frecuentes bioturbaciones y la presencia de intercalaciones de lutita, a la base una secuencia grano-creciente y hacia arriba secuencias grano-decrecientes de areniscas.

En cuanto a las arcillas contenidas en la matriz de las areniscas, se definieron los siguientes minerales en orden de importancia:

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

Ambiente de depositación

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

Arenisca T. En la arenisca T del pozo Secoya 27, Etienne 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 sub-ambientes predominantes son canales deltaicos, barras y planicies de marea.

Arenisca U. Labogeo (1995) define también un ambiente deltaico con influencia mareal y presencia de sub-ambientes de canales y barras (núcleos de los pozos Shuara 4, Shuara 26, Shushuqui 1 y 12).

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.

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 de 0.82 – 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. En general, parece que los crudos del reservorio T tienen un mayor aporte de materia orgánica terrestre que los crudos U.

II.4. CAMPO AUCA-AUCA SUR

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. Alcanzó una profundidad de 10,578' y dio una producción 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.

La estructura Auca y su edad

Es un anticlinal bastante simétrico, elongado en dirección N-S, de una longitud aproximada de 23 km, que se ensancha en dirección norte (fig. 2.4.1), con muy poca disturbación tectónica al techo de la arenisca U principal. Las fallas observadas en las secciones sísmicas alcanzan solamente Hollín y Napo Basal (fig. 2.4.2).

La estructura Auca se forma en el Maastrichtiano, como se evidencia en la sección sísmica CP-83-314 (fig. 2.4.2) por deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena.

Características litológicas de los reservorios

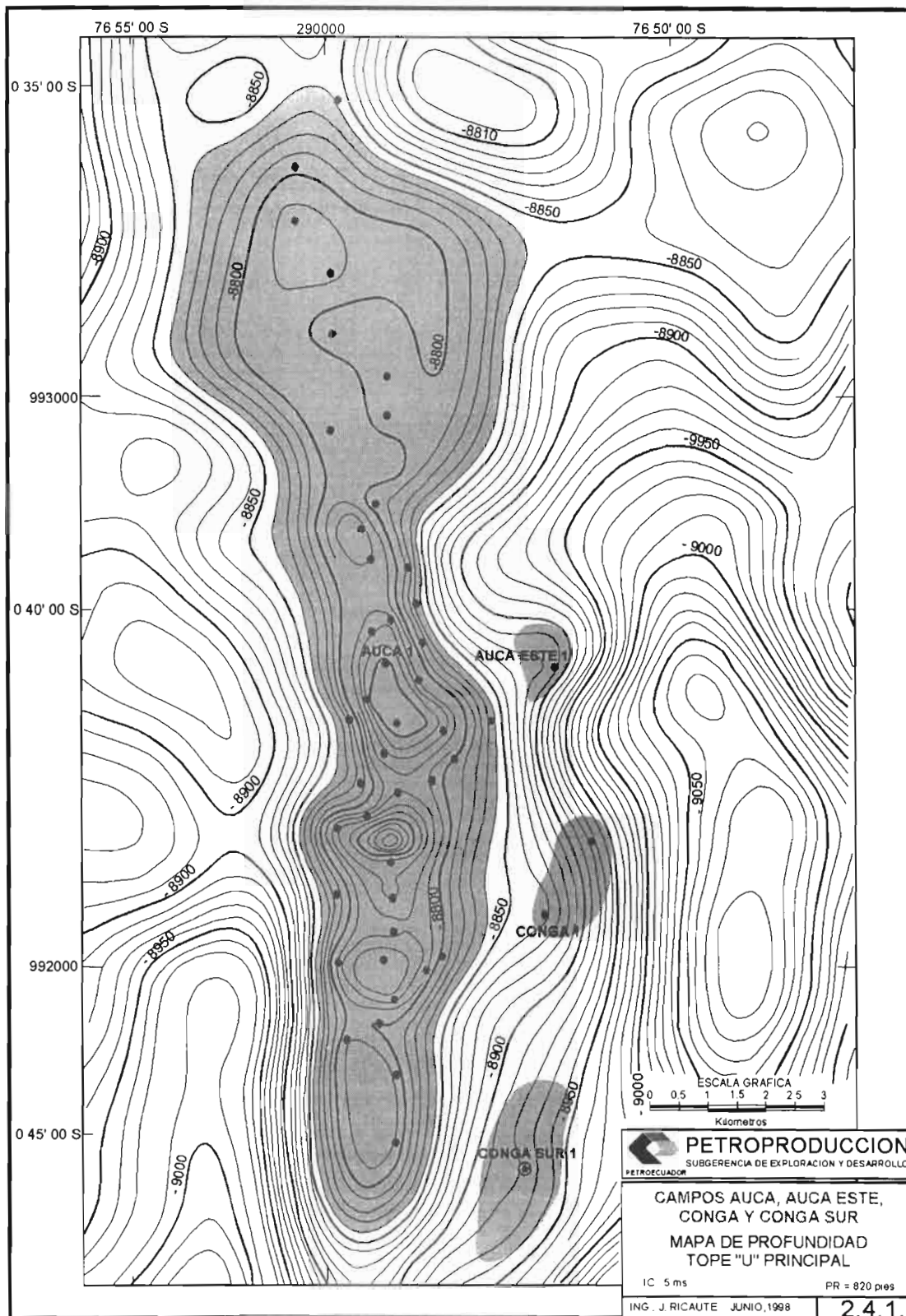
Hollín Principal. Es una arenisca masiva de cuarzo, no pudiéndose realizar una descripción más detallada por carecer de núcleos.

Hollín Superior. Es una arenisca cuarzosa de grano fino, con un contenido alto a medio de glauconita, con importante contenido de material carbonáceo. La porosidad promedio es de 14%.

Arenisca T. Se trata de 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.

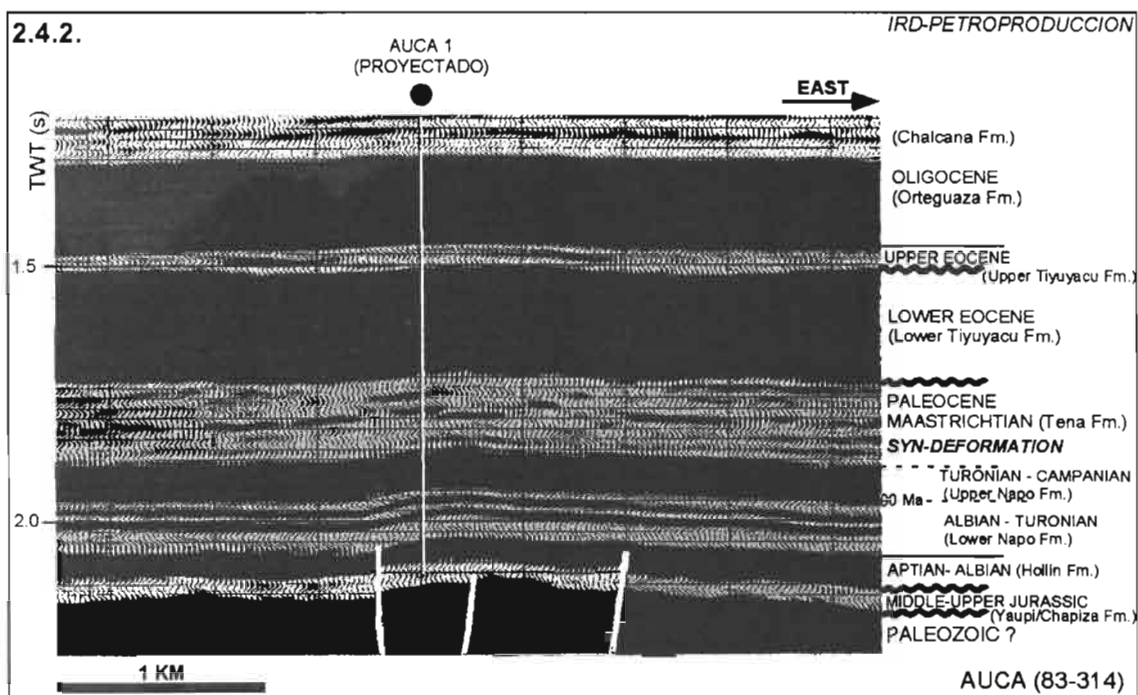
Arenisca U. Arenisca cuarzosa limpia, en capas masivas, hacia el techo de lo que se denomina U principal se encuentran limolitas en estratos delgados. La arenisca U Superior (y Media ?) es una arenisca cuarzosa-glauconítica de grano fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación. En promedio, 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%.



Ambiente deposicional

Se determina un ambiente estuarino con influencia de mareas, identificándose ambientes proximales tipo fluvial a la base, culminando con lutitas, calizas y areniscas glauconitas típicas de plataforma marina somera.



En base a las edades definidas por Etienne Jaillard (1997), los descensos del nivel del mar producidos hace 112, 98 y 94 millones de años para Hollín, T y U, habrían originado erosión en la plataforma marina y la formación de valles que posteriormente acumularon depósitos fluviales, de marea y plataforma durante la transgresión siguiente. Shanmugan et al. (1998) se oponen a este modelo de valle inciso “incised valley” desarrollado por White H. et al. (1995) basado en varios argumentos, modelo que está en discusión actualmente.

Etienne Jaillard (1997), en un núcleo de la arenisca T del pozo Auca 37, define por su parte un ambiente deltaico dominado por mareas, mientras que para U encuentra ambientes fluviales, de playa y de plataforma marina somera.

Volcanismo

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

Facies extrusivas. Tobas basálticas con vidrio volcánico, depositadas en condiciones acuosas, fueron determinadas en los pozos Auca 3 (9160-9420'), Auca 15, Auca 22 (9297'-9351'), Auca 20 (8351'- 8405'). Todos los cuerpos están ubicados sobre la caliza M2 (Barragan et al., 1997), por lo que tienen una edad coniaciana.

Facies intrusivas. Fueron detectadas en los pozos Auca 20 (9059'-9074'), Auca 16 (9940'-9955') y Auca 23 (10,023'-10,033'), y son diques de basalto olivínico, ubicados todos en la sección de T Principal.

Características del crudo

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°.

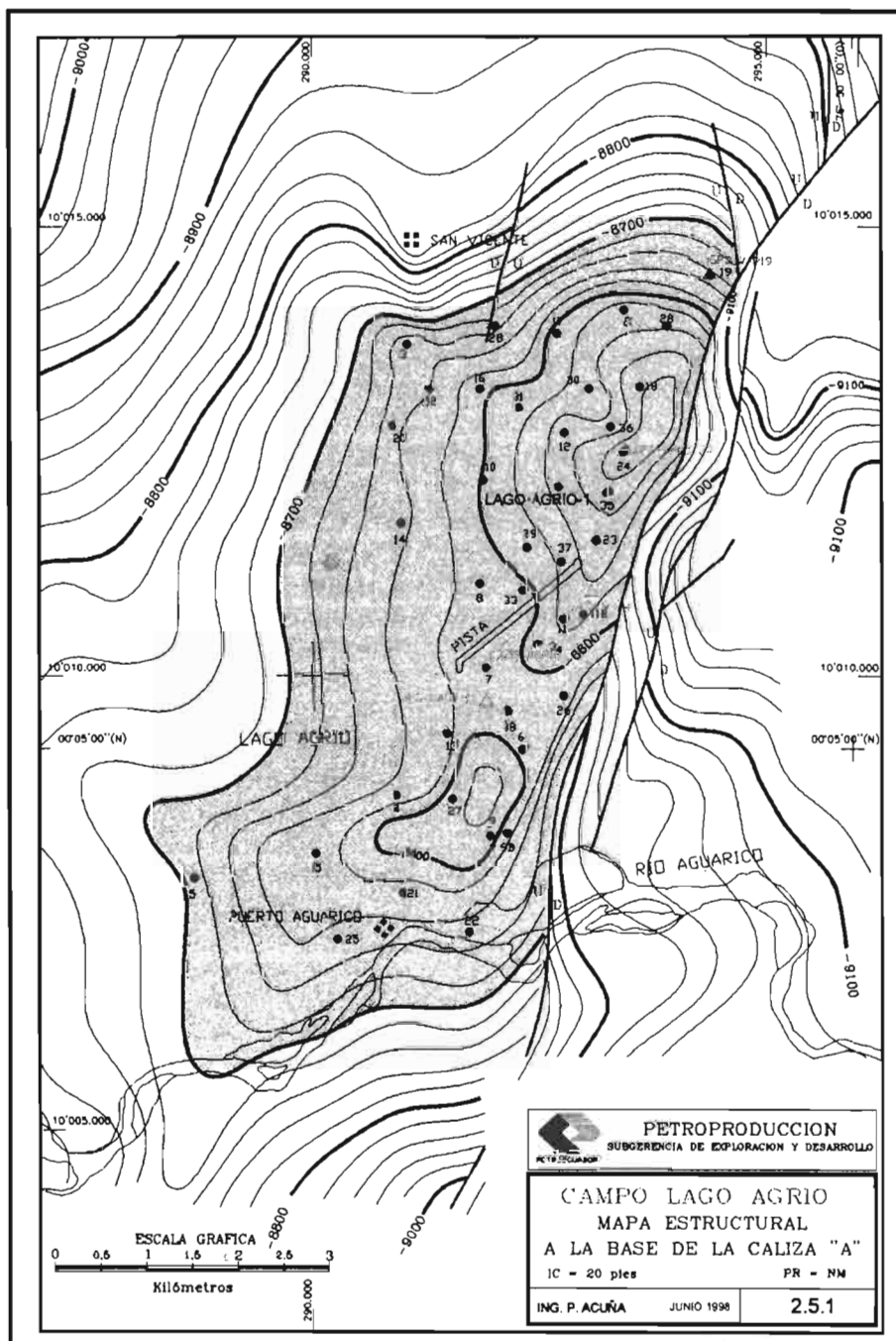
Una muestra de crudo Hollín presentó un valor de 1.13 %P de azufre, dos muestras analizadas de crudo de T mostraron porcentajes de azufre de 1.17% y 1.38 %P, dos muestras de U de 1.57% y 2.16 % P y una muestra de crudo Tena Basal de 1.07%.

Las relación Pristano / Fitano de un crudo Hollín fue de 0.99, de T de 0.93, de U de 0.98 y de Tena Basal de 1.11. Esto puede indicar que la roca generadora de Hollín, T y U en este campo se formó en condiciones similares marino-marginales, mientras que el crudo Tena Basal tiene un mayor aporte terrestre. Cabe destacar el alto contenido de azufre en el crudo U.

II.5. CAMPO LAGO AGRIO

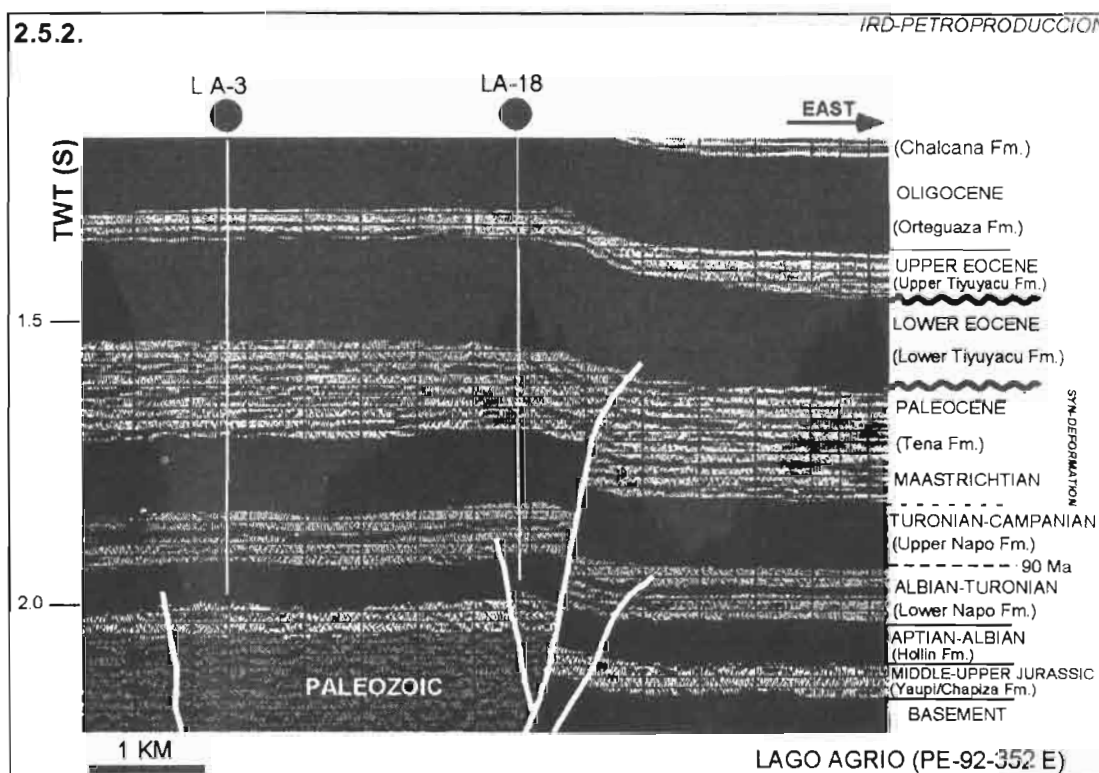
Breve reseña histórica

Este primer descubrimiento confirmó el potencial petrolífero de la Cuenca Oriente. 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 y dando una producción a flujo natural de 2,955 BPPD de 29° API.



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 sísmicamente sobre la base de un mapa "contorneado a un probable horizonte de caliza

Napo que muestra la cresta de la estructura algo mas hacia el sur” y ubicado a 15.3 km del campamento base de Sta. Cecilia en dirección N75° E. Dicha ubicación fue cambiada unos 350 m hacia el sur, por logística y por encontrarse estructuralmente mas 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.



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 *transcurrente* que, en dirección sur, se continúa en 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 msec. La reactivación de esta falla formo un anticlinal de orientación NNE-SSO, que se extiende en una longitud aproximada de 11 km con un ancho promedio de 4.5 km. Presenta un alto norte de mayor relieve y desarrollo areal con un cierre estructural a la base caliza A de 55 ms (350') (Petrotech, 1995), y un alto sur de menores dimensiones y menor relieve estructural (fig. 2.5.1).

La estructura Lago Agrio crece en dos etapas, como resultado de esfuerzos transpresivos derivados de la falla que limita el flanco oeste de la estructura: la primera (la más importante), *en el Maastrichtiano, contemporánea a la depositación de Tena Inferior* y la segunda *en el Mio-Plioceno* (fig. 2.5.2), ésta última está evidenciada por una morfología estructural bastante acentuada que alcanza horizontes cercanos a la superficie.

Ambiente deposicional

Hollín es el principal reservorio del campo, lamentablemente la muy escasa información disponible no permite desarrollar un modelo para el campo, pero por correlación con afloramientos y en base a pocos registros eléctricos que en el campo atravesaron la sección completa de Hollín, se deduce que ésta se depositó en un ambiente fluvial. Según White et al. (1995), Hollín se desarrolló en paleovalles 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.

Características de los crudos y del gas

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

Los contenidos de azufre de tres muestras de crudo del reservorio Hollín son de 0.29, 0.51 y 0.57%P, mientras que en una muestra de T y en una de Tena Basal, se obtuvieron valores de 0.53 y 0.94%P, 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 importante aporte terrestre.

La composición del gas se indica en la tabla 2.5.1. La relación gas-petróleo (GOR), en el punto de burbuja es la siguiente: Hp: 117-219; Hs: 227; T: 264 pies cub/bls est.

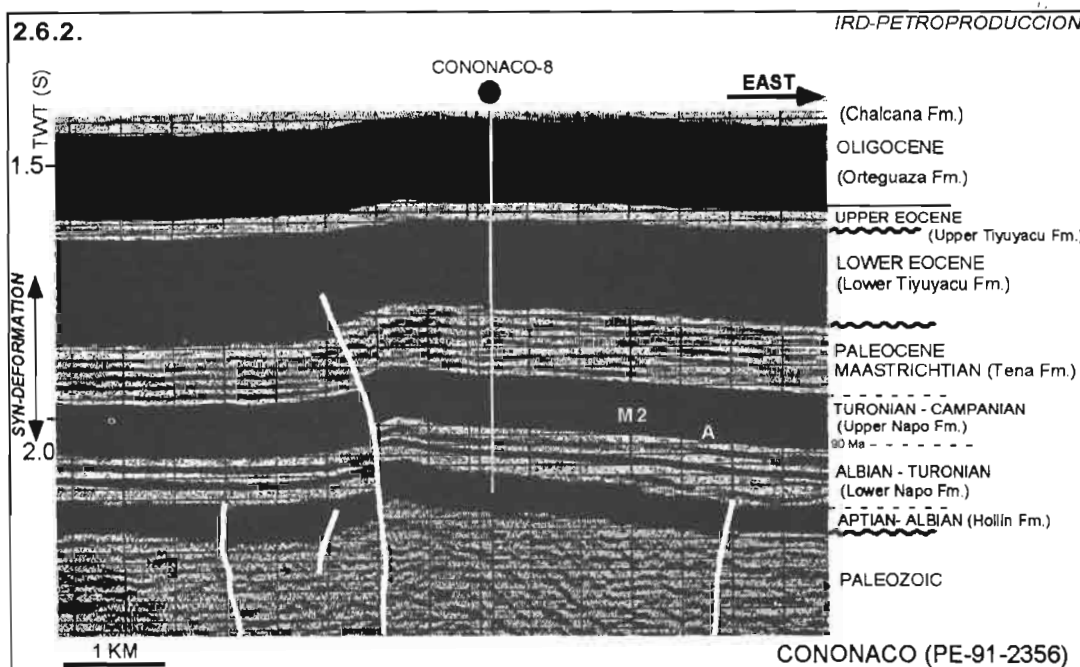
Tabla 2.5.1.: Composición del gas a condiciones de separador de 45 psia y 75° F.

RESERVORIO	CO ₂ (%)	C ₁ &N ₂ (%)	C ₂ – C ₆	C ₇ +
Hp	52	27	21	0.12
Hs	34	29	37	0.3
T	11	38	50	0.3

II.6. CAMPO CONONACO

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 1,341BPPD a flujo natural de las areniscas Hollín principal y secundaria (o arenisca Napo Basal) con una gravedad de 34° API, habiéndose recuperado por pistoneo y reversa 21 barriles de petróleo de 13° API del reservorio T y 110 barriles de 17° API del reservorio U.



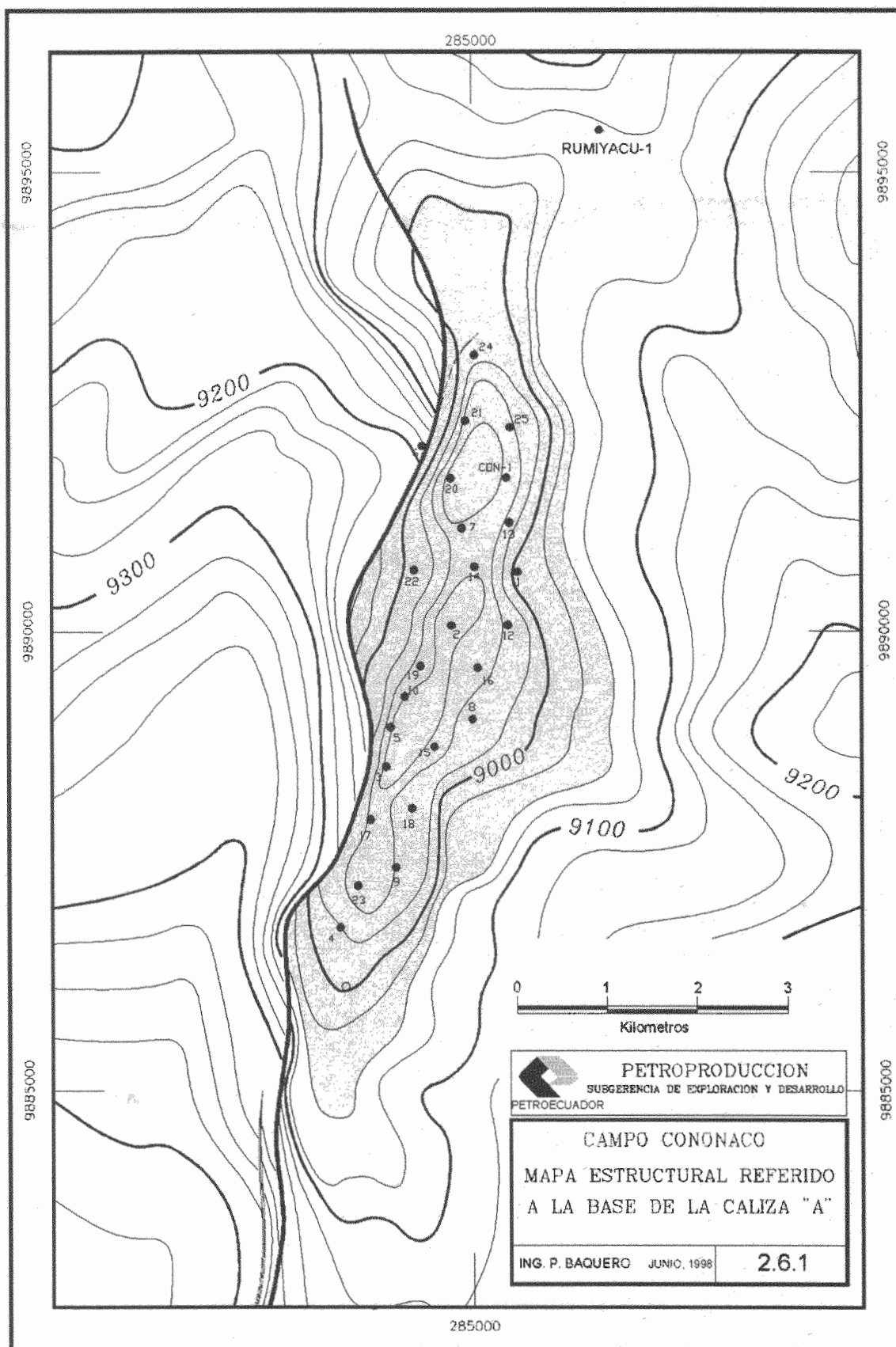
La estructura Cononaco y su evolución

A la base de la caliza A, el flanco oeste del anticlinal Cononaco está cortado por una falla transcurrente. Se prolonga en dirección N-S 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. 2.6.1).

La estructura se formó entre el Turoniano y el Eoceno Inferior, como muestra la deformación sin-sedimentaria de las formaciones Napo Medio-Superior, Tena y Tiyuyacu Inferior (fig. 2.6.2), experimentando una reactivación durante el Neógeno.

Ambientes sedimentarios

Hollín. Se dispone únicamente del análisis sedimentológico de un núcleo de Hollín del pozo Cononaco 20, que presenta una secuencia de grano y energía ligeramente decrecientes. Según Jaillard E. (1997), puede corresponder a depósitos aluviales entrenzados de mediana energía. En general y por correlación con datos de otros campos 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 H. y 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 sub-ambientes definidos son relleno de canales y "sand flats". Jaillard E. (1997) analiza el núcleo del pozo Cononaco 20 y define asimismo una secuencia que se someriza hacia arriba mostrando la progradación de un sistema clástico de tipo deltaico, con una evolución que va de prodelta distal a la base hasta una llanura deltaica al techo.

Características de los crudos

El campo tiene una gravedad API promedio de 26°, siendo el de Hollín 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.

II.7. CAMPO CUYABENO-SANSAHUARI

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 BPPD 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 del reservorio U, mientras que solo se obtuvieron trazas de crudo pesado de la arenisca Tena Basal.

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.

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. 2.7.1). Presenta al menos cinco culminaciones o altos a nivel base caliza A, siendo el alto donde se ubica el Cuyabeno 16, el de mayor relieve estructural, con algo más de 50'.

El campo está limitado al oeste por una falla regional, la misma que en la fig. 2.7.2. (sección sísmica PE-91-3028) corta hasta los sedimentos Tena. Hacia el sur (fig.2.7.3), 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'.

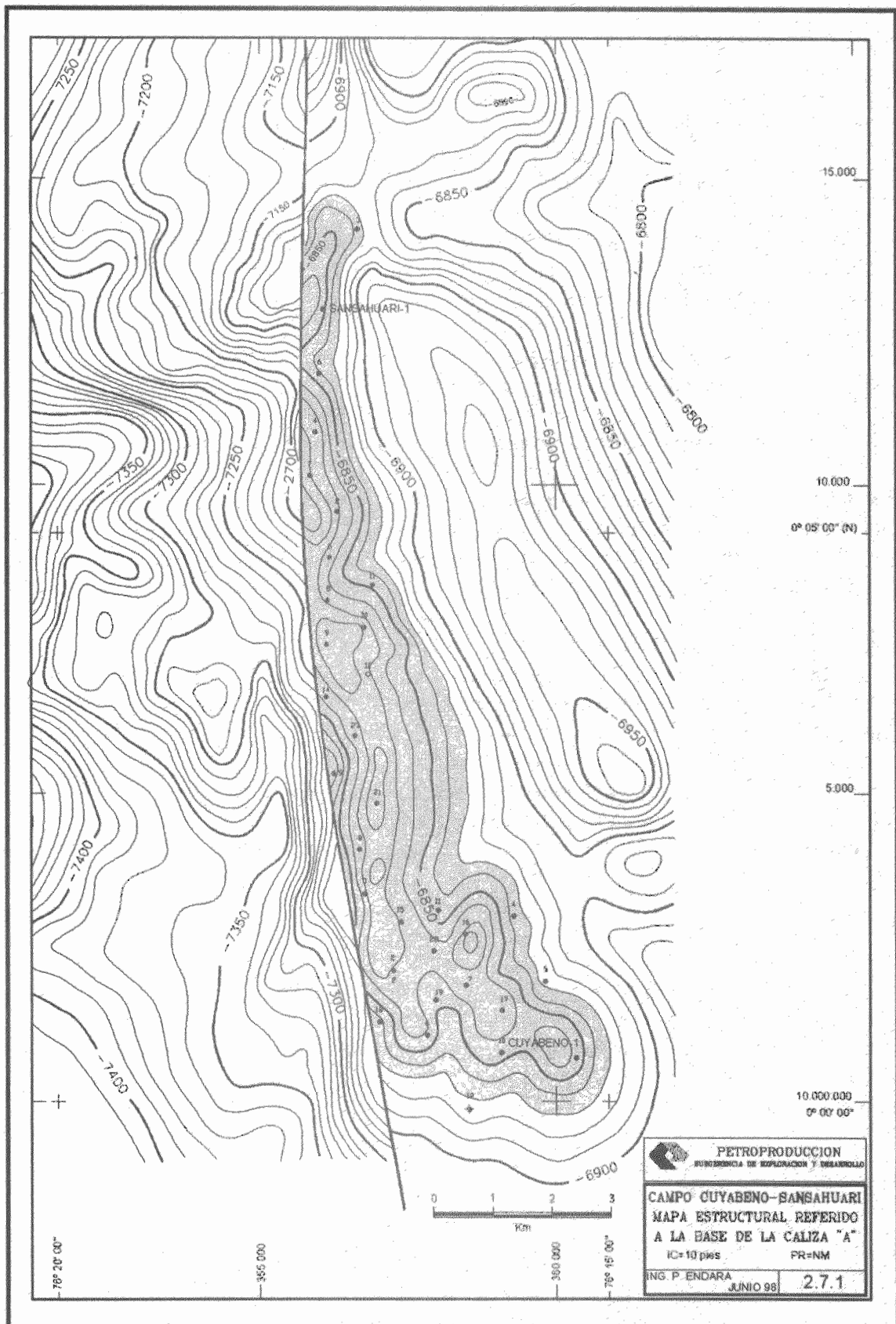
La estructura se conformó como resultado de una inversión tectónica durante el Eoceno Temprano a Medio, evidenciada en las figs. 2.7.2 y 2.7.3, por deformación sin-sedimentaria de Tiyuyacu inferior, reflejada en un importante cambio de espesor entre la parte alta y el flanco occidental de la estructura.

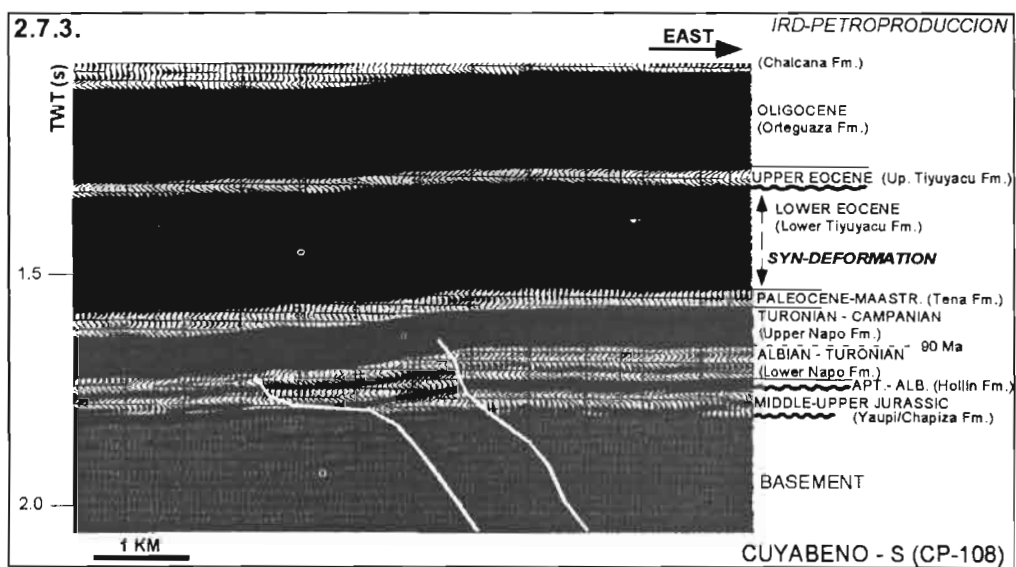
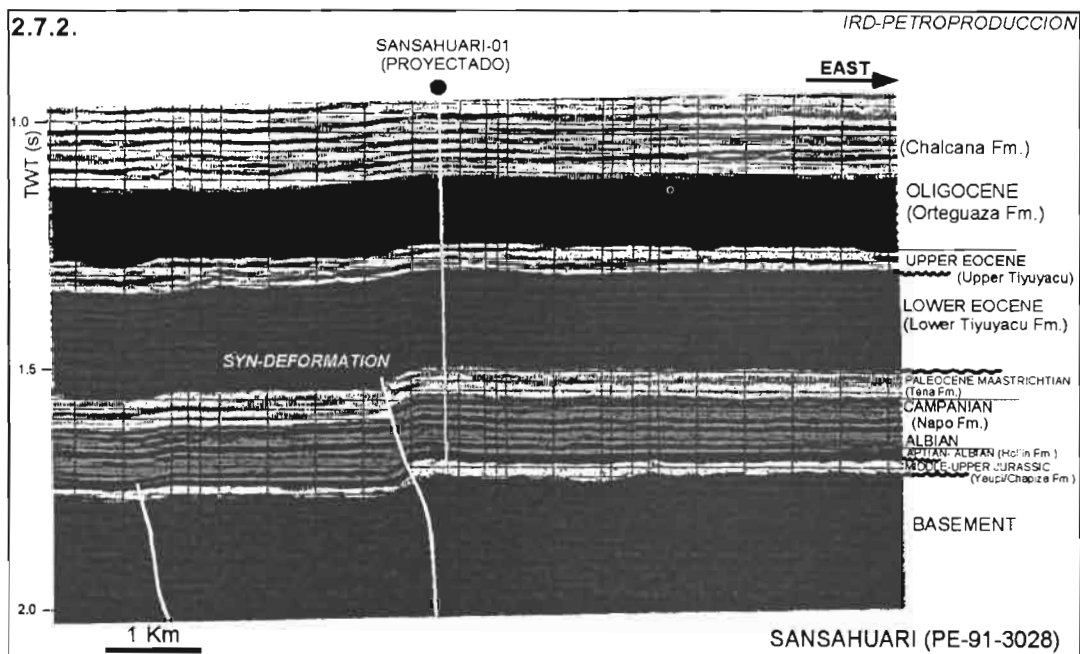
Ambiente sedimentario

Lamentablemente no se cuenta con información sedimentológica de las areniscas T y U, contándose únicamente con 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 .

Características de los crudos

El crudo de 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.





II.8. EL CAMPO CULEBRA-YULEBRA-ANACONDA.

Breve reseña histórica

Inicialmente, se consideraba como tres campos independientes. Texaco perforó el pozo Culebra 1 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 BPPD de 19° API del reservorio U.

En 1980, Texaco perforó el Yulebra 1, el que alcanzó 10,345' de profundidad, arrojando 1,803 BPPD de los reservorios Tena Basal (1,614 BPPD, 23° API), Hollín (189 BPPD, 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 BPPD provenientes de los reservorios Hollín Principal (423 BPPD, 24° API), Hollín Secundaria (451 BPPD, 26° API) y U (614 BPPD, 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.

La estructura y su evolución

Es una de las pocas estructuras de orientación O-E-SE (fig. 2.8.1), lo que constituye una anomalía estructural en la cuenca, por cuanto la absoluta mayoría de estructuras productivas y no productivas tienen dirección andina. Está compuesta por tres altos conocidos como Culebra, Yulebra y Anaconda. El cierre en los altos varía entre 30 y 40'.

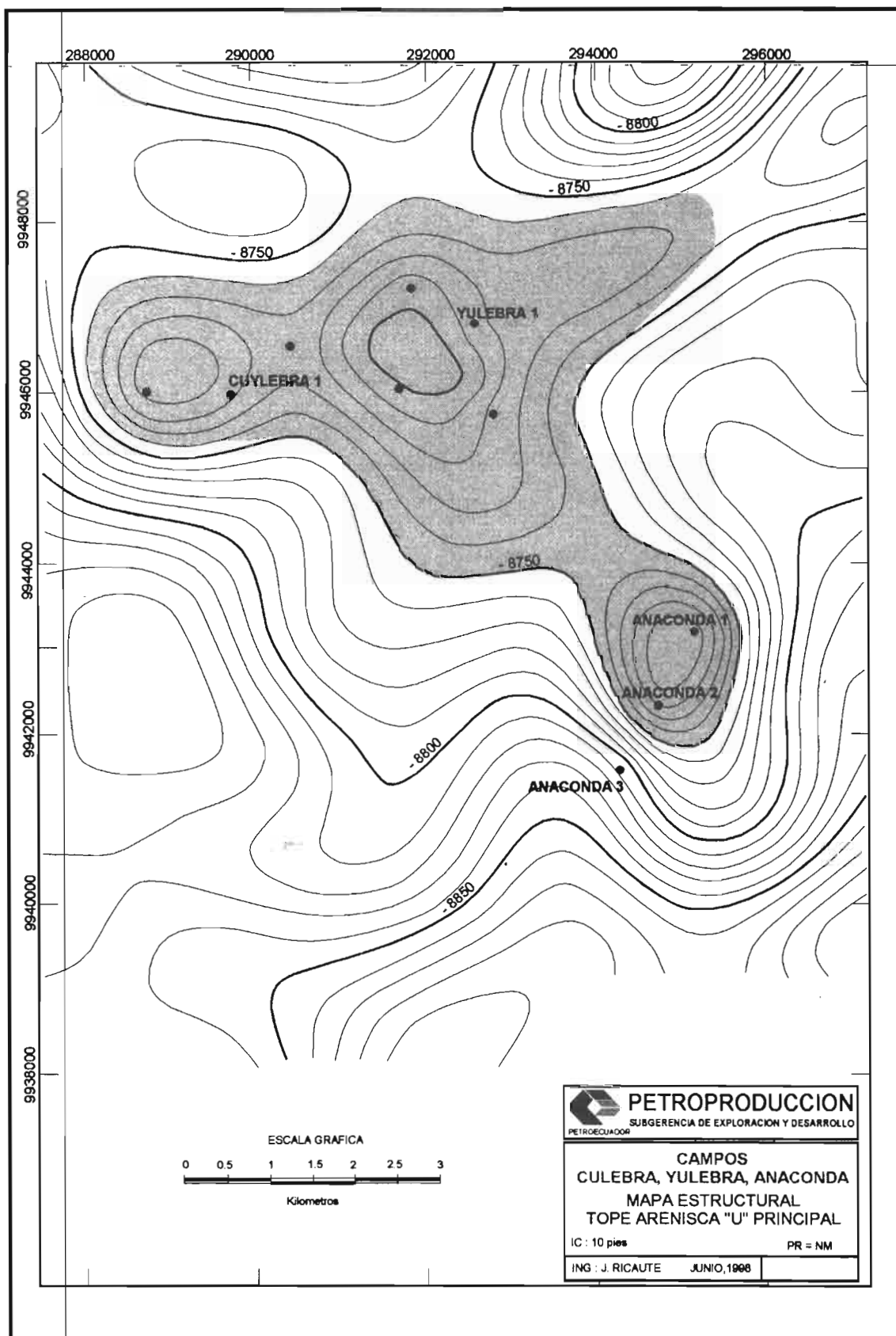
En la fig. 2.8.2, sobre la base de la deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena, se define una *edad maastrichtiana de estructuración* de este anticlinal. En esta sección, *se confirma la presencia (observada en otros campos) de una fase extensiva albiana*. La falla oriental de la estructura Culebra no está completamente invertida y presenta todavía un juego normal.

Características litológicas de los reservorios

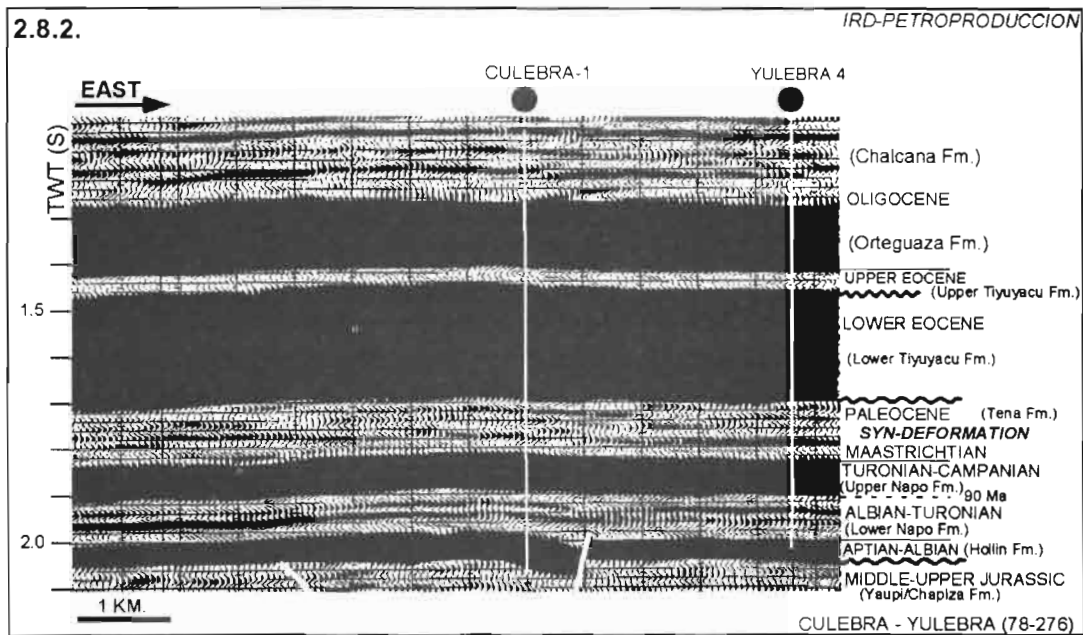
Arenisca T. Sobre la base de unos pocos pedazos de núcleo, se describe una arenisca con estratificación cruzada a la base, sobre la que se desarrollan areniscas de grano fino con estratificación tipo "flaser", grano-decreciente hasta un cambio abrupto a una lodolita laminada.

Ambiente sedimentario

Arenisca T. Se analizaron pedazos remanentes de núcleo del Yulebra 1, definiendo (White y Barragán, 1997) como un ambiente de marea (sub-ambiente de banco de marea), que evoluciona hacia una plataforma marina lodosa o a lodos lagunales distales.



Indica que este perfil se puede también atribuir a un complejo de canal de marea (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.



Volcanismo

En la sección sísmica PE-91-2230, Petrotech (1995) detectó un cuerpo volcánico de 100 msec (500') emplazado entre Napo Superior y Tena Basal.

Características de los crudos

Hollín tiene un crudo de 24-29° API con 0.99% P 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.

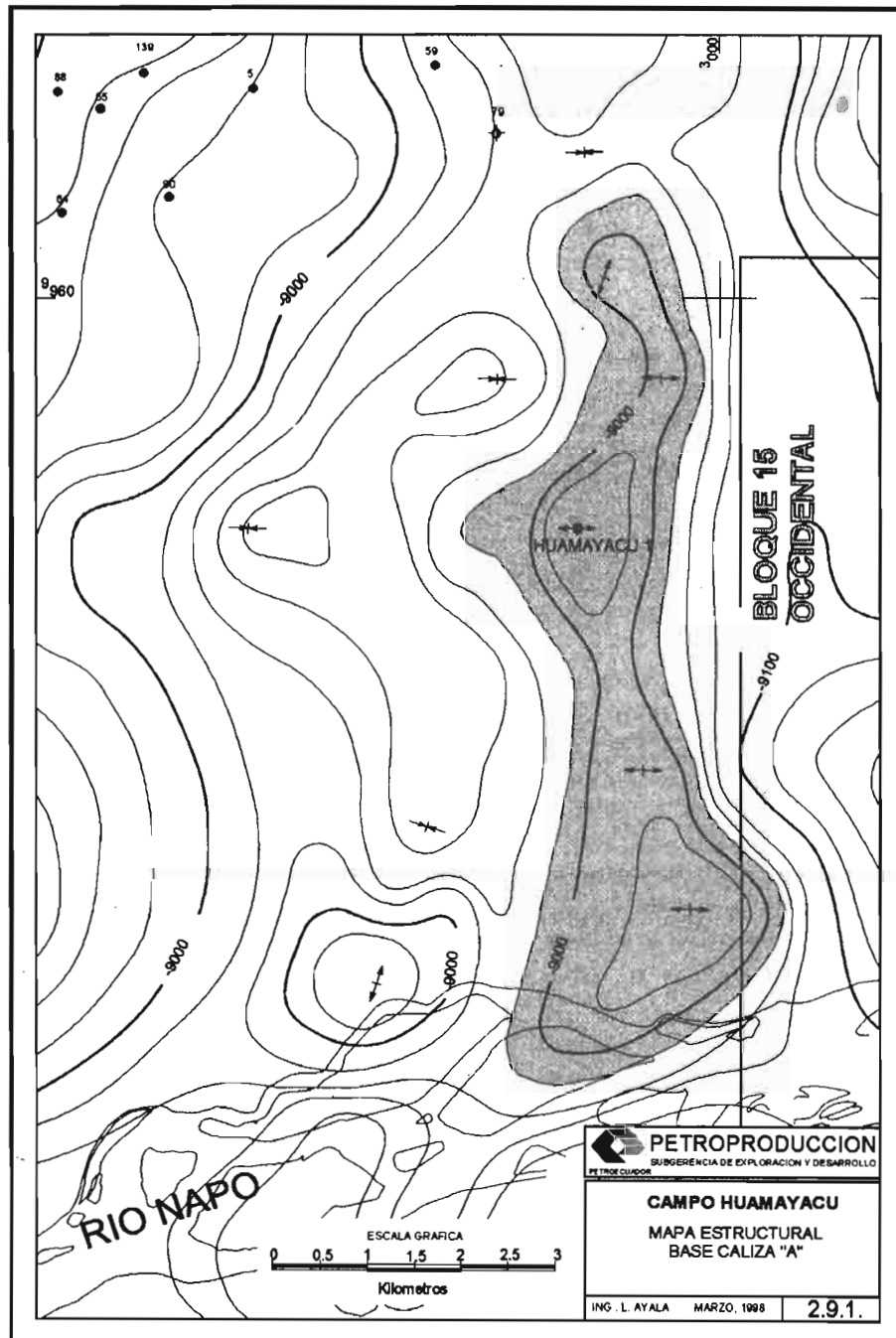
La relación pristano/fitano para una muestra de crudo U es de 0.98 y para una de Tena Basal de 0.96, que indican una fuente marina con cierto aporte terrestre de la materia orgánica generadora.

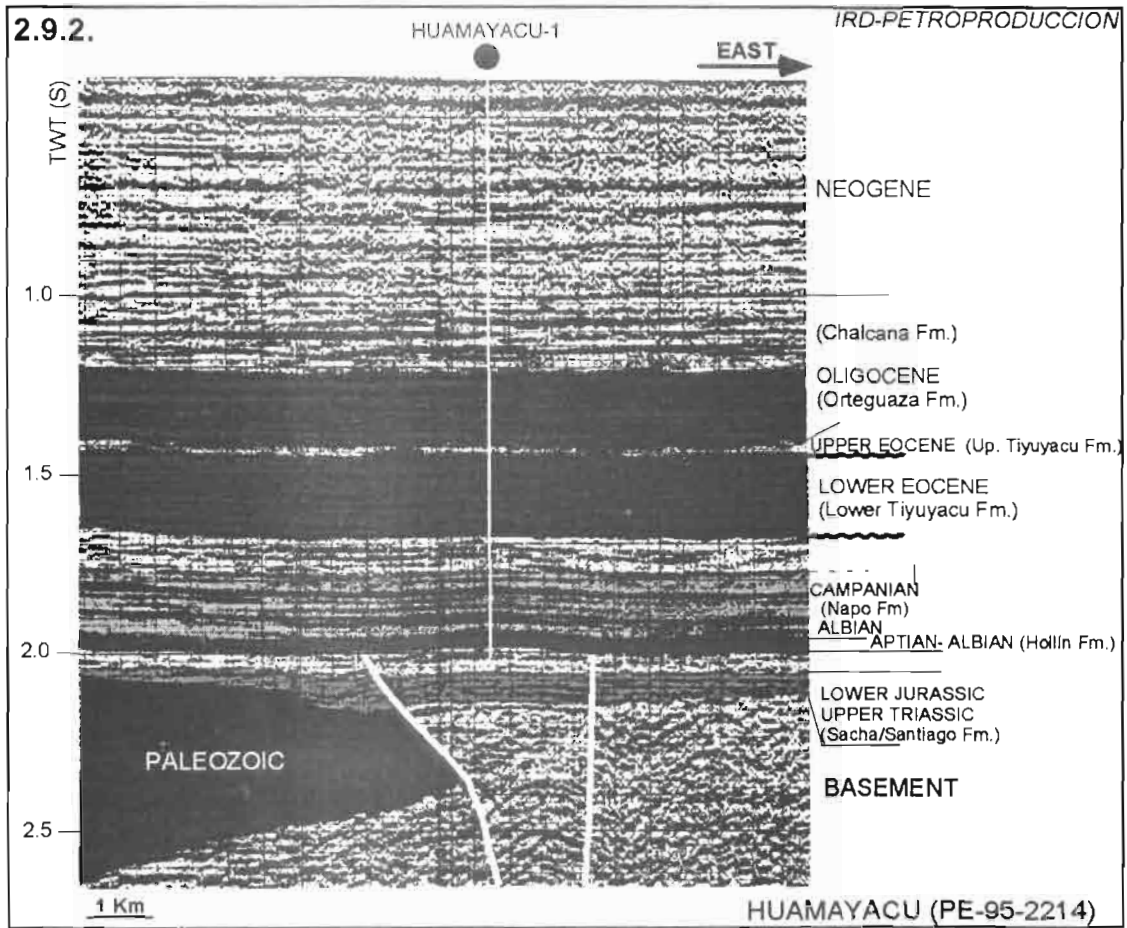
El alto contenido de azufre y el perfil del cromatograma de los crudos U muestran una pérdida de las partes livianas, lo que indica que estos crudos se encuentran biodegradados.

II.9. CAMPO HUAMAYACU

Breve reseña histórica

Fue descubierto con la perforación del pozo Huamayacu 1, perforado entre el 6 de septiembre y el 5 de octubre de 1997, el mismo que alcanzó una profundidad de 10,370' y produjo con bomba jet un total de 2,421 BPPD de los reservorios T (1,105 BPPD de 27° API) y U (1,316 BPPD de 18° API), obteniéndose adicionalmente unos 120 BPPD de 10° API de la arenisca Tena Basal.





La estructura Huamayacu y su evolución

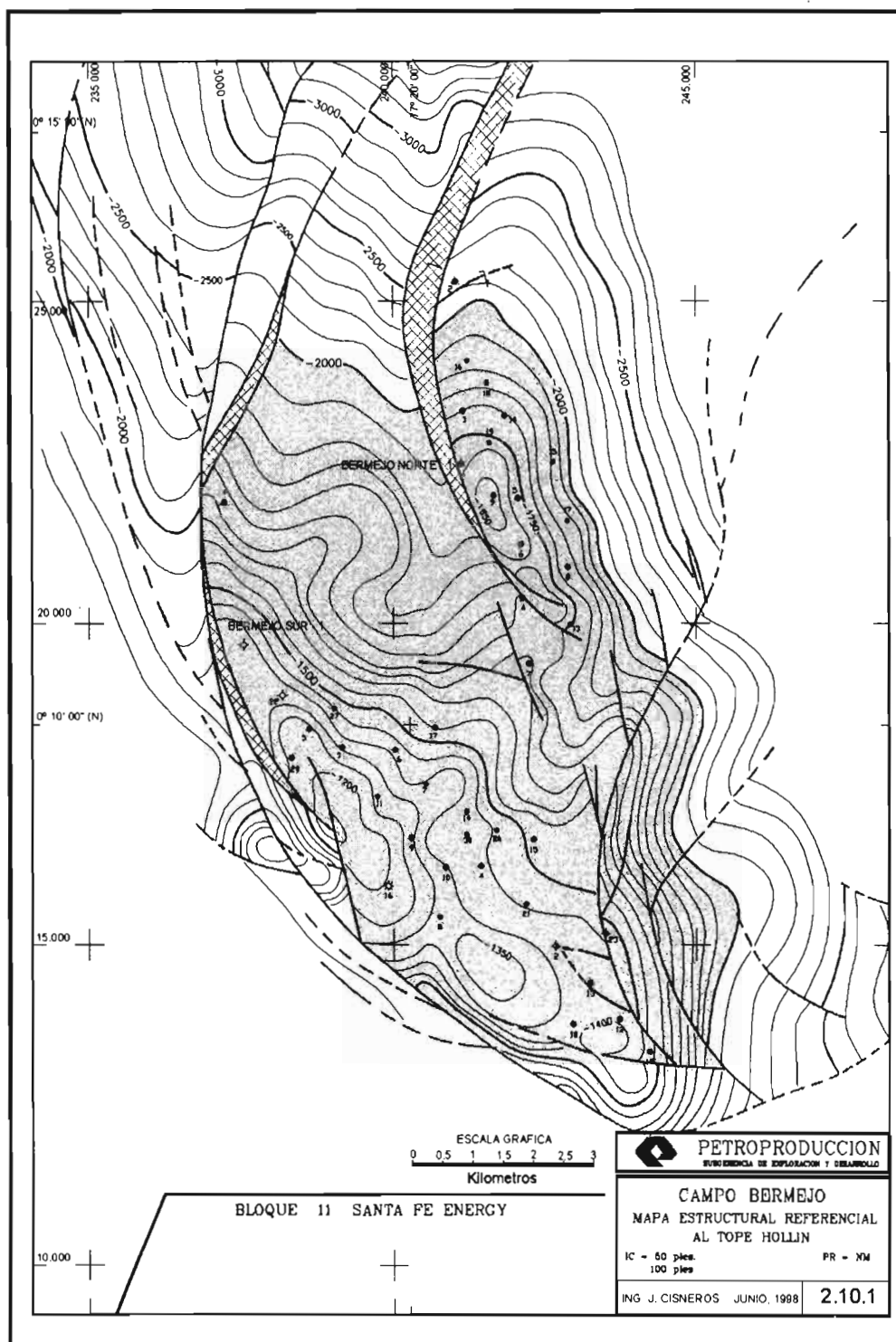
En la sección sísmica de la fig. 2.9.1, se observa que la estructura se desarrolla sobre dos fallas; la más oriental sub-vertical, y la occidental que buza en dirección este incrementando rápidamente su buzamiento. Estas fallas afectan únicamente hasta la base Hollín. Sin embargo controlaron la evolución de la estructura.

La deformación de la estructura se produce en el tiempo Turoniano-Maastrichtiano, definido por deformación sin-sedimentaria de los depósitos correlativos de Napo Medio-Superior y Tena Inferior, que incrementan su espesor hacia el flanco oriental de la estructura.

II.10. EL CAMPO BERMEJO

Breve reseña histórica

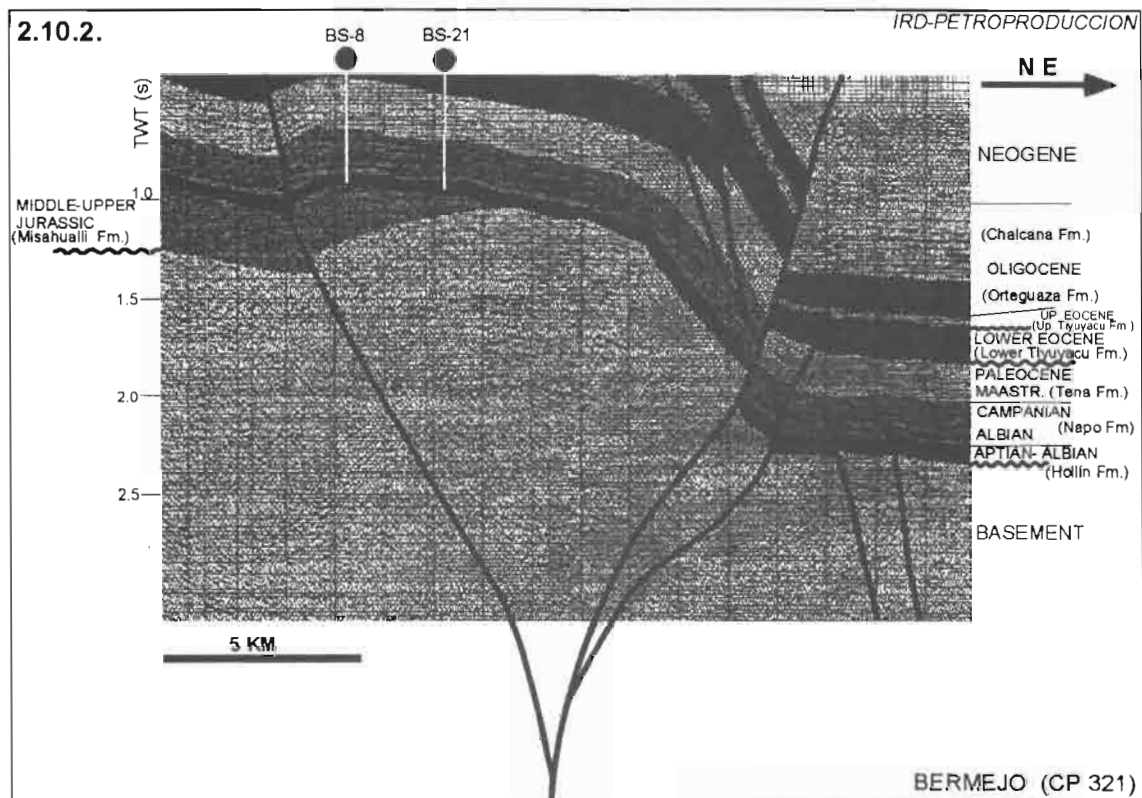
El campo Bermejo fue descubierto por Texaco, operadora del Consorcio Texaco-Gulf, con la perforación del pozo Bermejo Norte 1 que arrancó el 29 de abril de 1967, alcanzó la profundidad de 4,310' y fue completado el 25 de mayo de ese mismo año. Tuvo producción de gas de Hollín Superior, y 1,010 BPPD de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



La estructura Bermejo y su evolución

Los anticlinales Bermejo constituyen la parte occidental de una estructura en flor (fig. 2.10.2), asociada a la gran falla del Frente Subandino cuya edad es maastrichtiana, como evidencia el cambio de espesores entre la parte alta de la estructura y el lado occidental hundido, que indica un crecimiento sin-sedimentario de la misma al tiempo Tena Inferior (fig. 2.10.3), con posibles cambios faciales. El levantamiento Bermejo fue reactivado en el Neógeno.

El anticlinal principal conocido como Bermejo Sur está limitado por una falla con forma de media luna, de dirección NNE-S-SSE, y el anticlinal Bermejo Norte está limitado al occidente por otra falla paralela que se extingue en dirección sur (fig. 2.10.1).



Ambiente Sedimentario

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), rematando con depósitos de plataforma marina, característico de los núcleos y afloramientos del Sistema Subandino.

La caliza A, que produce en el pozo Bermejo N-2, fue descrita en núcleos de los pozos Bermejo N-6, Bermejo N-16 y Bermejo N-19 (Rivadeneira M, 1994, Jaillard et al., 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 somero como muestran las frecuentes grietas de desecación descritas.

Volcanismo

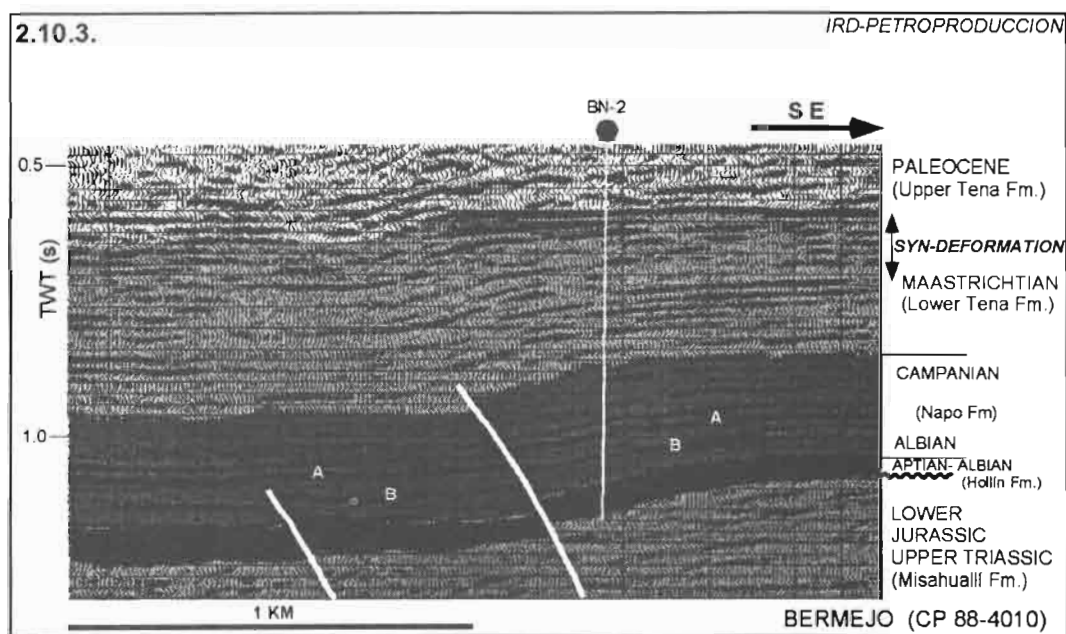
Existe una amplia actividad volcánica, representada por una serie de cuerpos ígneos localizados en Napo Medio y Napo Superior y tobas cerca al contacto entre las formaciones Tiyuyacu Inferior y Superior.

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 también varios cuerpos volcánicos.

Características de los crudos

El crudo Hollín tiene un API de 34°, la caliza A de 31° y Tena Basal de 30°. Los contenidos de azufre del crudo Hollín son de 0.32, 0.33 y 0.44%P (tres muestras), de caliza A de 0.58 y de Tena Basal de 0.89 y 0.94 % Peso (2 muestras).

La relación pristano/fitano en dos muestras del crudo Hollín es de 1.36 y 1.50, y parecería que tienen un fuerte componente terrestre.

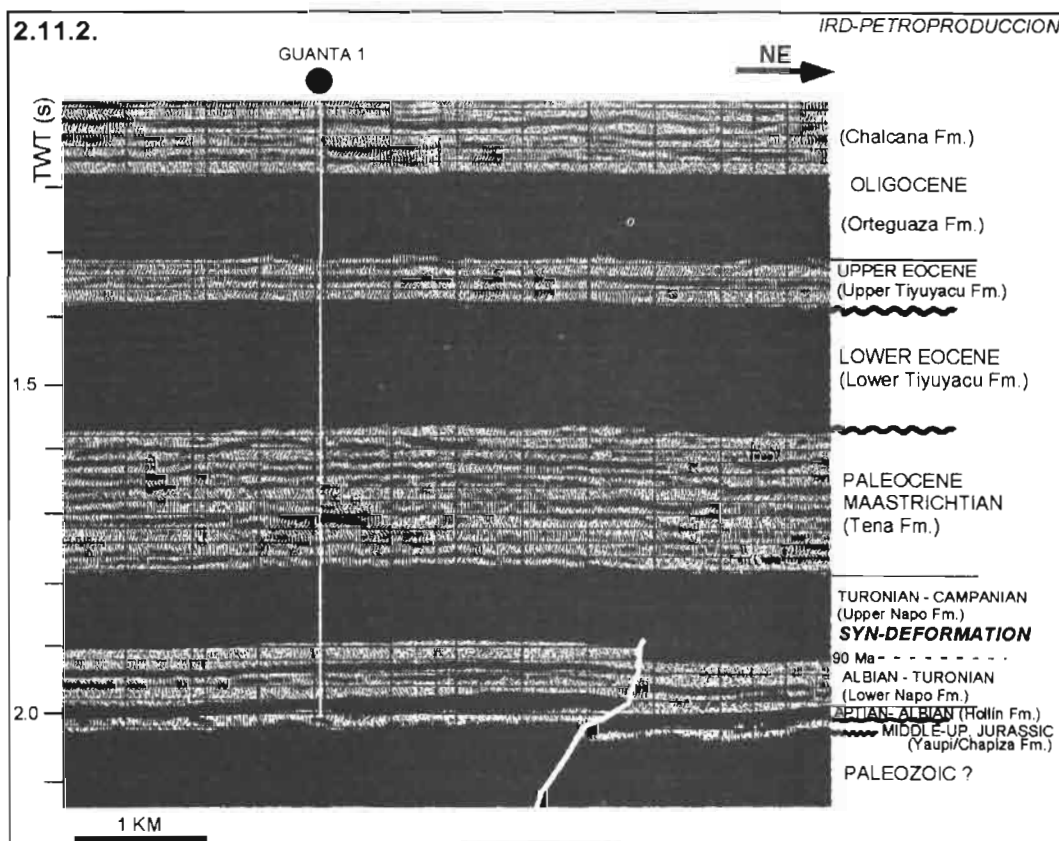


II. 11. CAMPO GUANTA-DURENO

Breve reseña histórica

El pozo Dureno 1 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 BPPD de Hollín (348 BPPD, 31° API) y T (244 BPPD, 32° API). El Guanta 1 arrancó el 15 de diciembre de 1985, siendo completado el 11 de febrero de 1986, dando 6,261 BPPD de los reservorios T (1,968 BPPD, 29° API), U (3,576 BPPD, 30° API) y una producción menor de los reservorios Hollín Inferior y Superior (717 BPPD, 29° API).

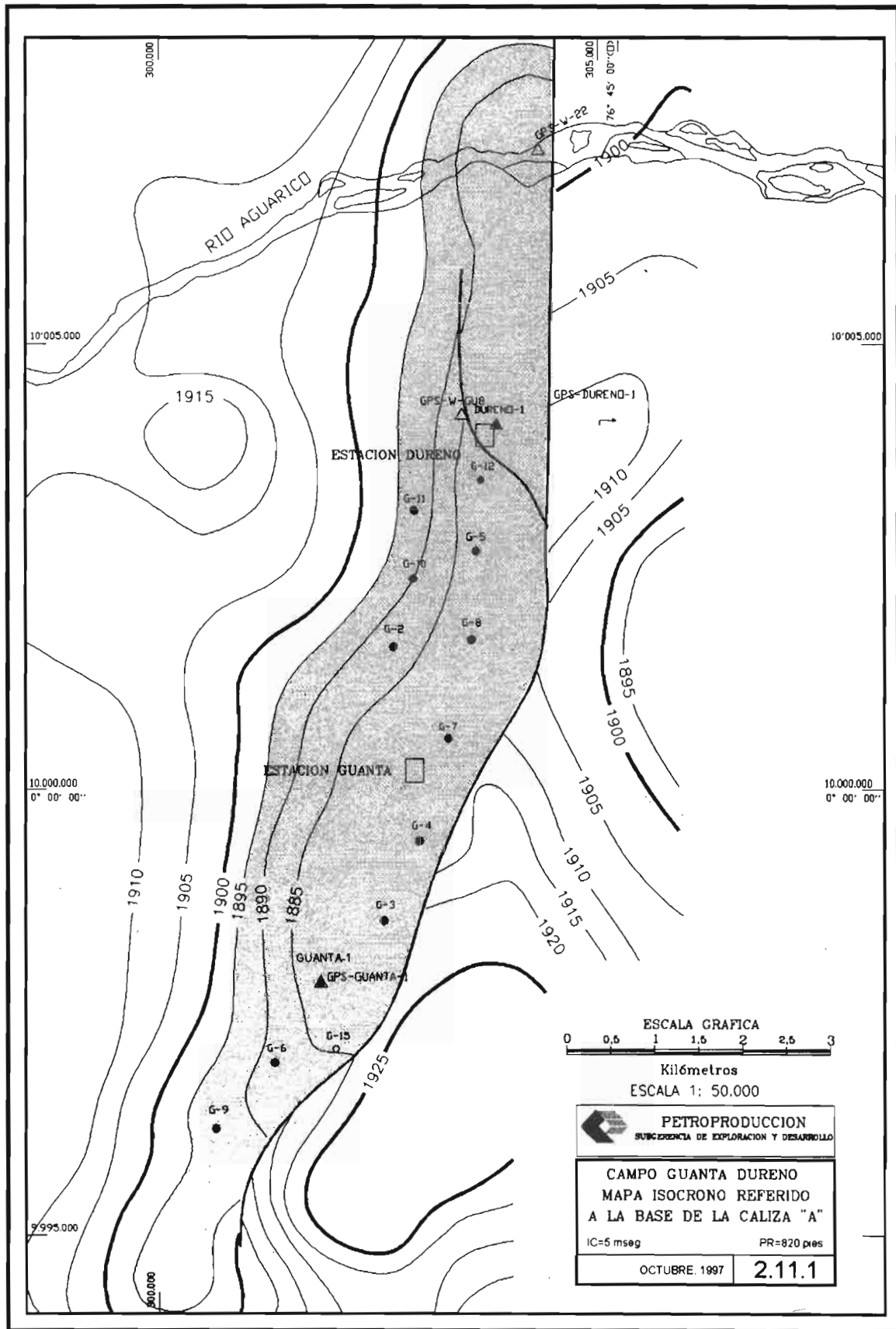
Las interpretaciones sísmicas iniciales, al igual que en otros campos, hacían suponer la presencia de dos campos independientes pero luego de la perforación de Guanta 1 y Dureno 1, se determinó que los yacimientos forman parte de un solo campo, lo que se confirmó en junio de 1986 con la perforación del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



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. 2.11.1). Su flanco este se limita con una falla inclinada hacia el oeste, la que afecta hasta el reflector caliza M2.

La edad de la estructura es turoniano-campaniano, evidenciada por deformación sin-sedimentaria de los estratos de Napo Medio-Superior (fig. 2.11.2).



Ambiente sedimentario

Arenisca U. Un núcleo del pozo Guanta 10 fue analizado por Etienne J. (1997), en el cual se describen areniscas grano-crecientes, en un medio de energía creciente, 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.

Características de los crudos

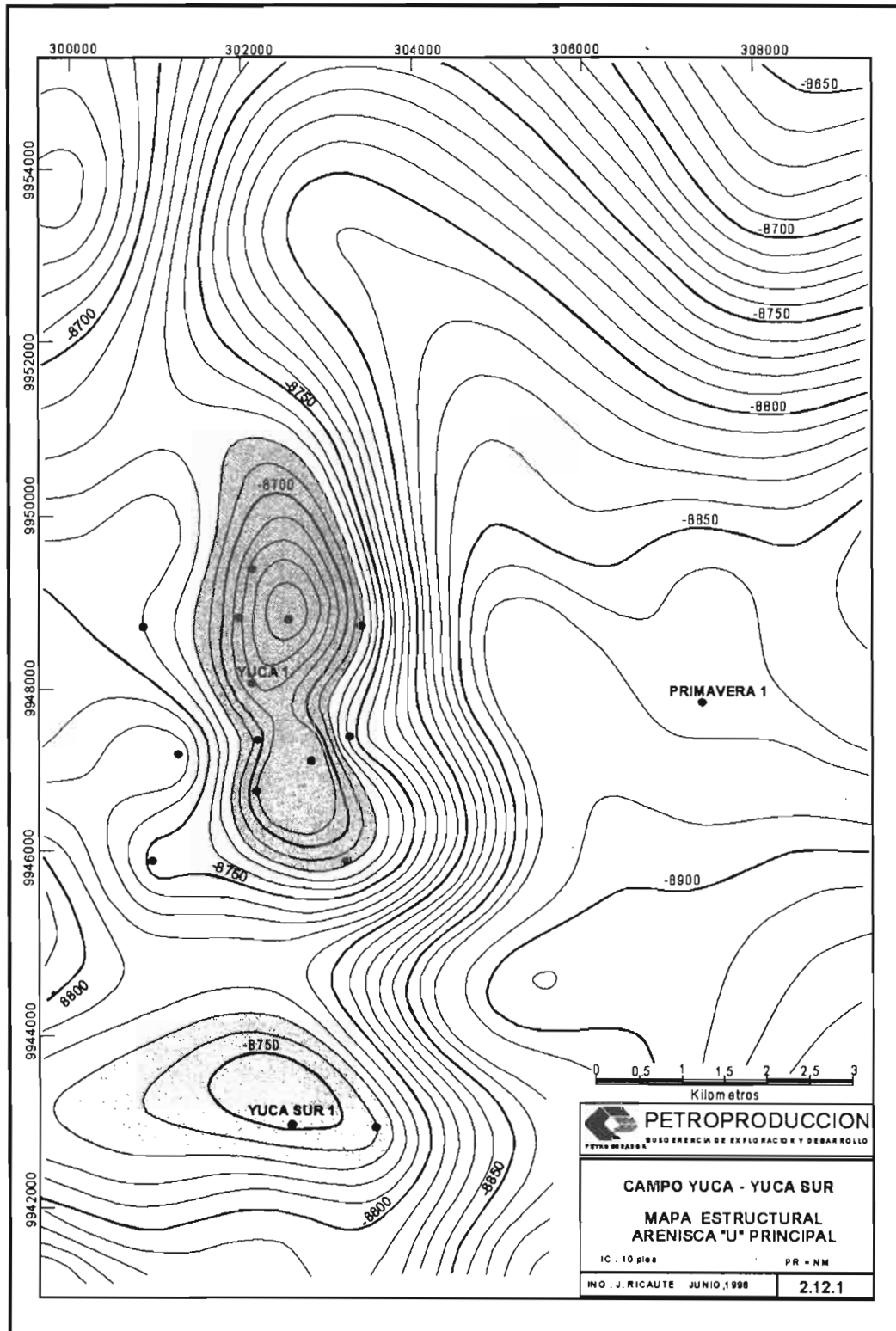
El crudo Hollín es de 31° API, el de T de 32°, U de 33° y Tena Basal de 28° API.

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.

II.12. EL CAMPO YUCA.

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'. Produjo 1,044 BPPD de los reservorios Hollín Superior (340 BPPD, 23°API), T (520 BPPD, 30° API) y U (184 BPPD, 27° API).



La estructura Yuca y su evolución

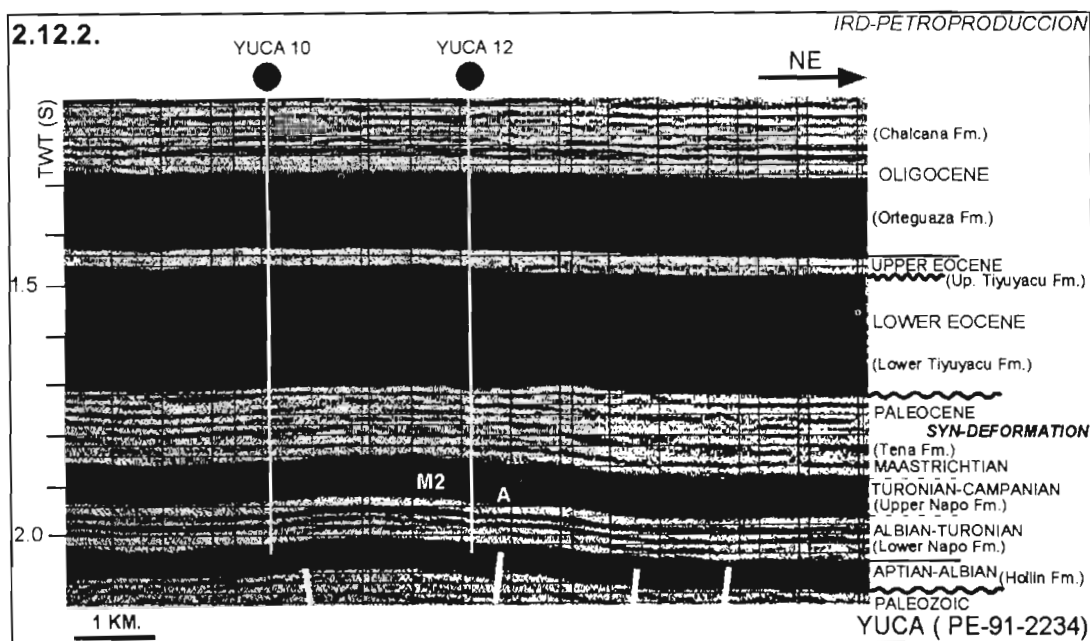
Se trata de una estructura de dirección N-S integrada por dos altos, el mayor de ellos ubicado al norte con un cierre estructural de 70' y el del sur con un cierre de 55' (fig. 2.12.1). En la fig. 2.12.2, se presenta como una anticlinal de relieve muy suave, algo asimétrico, *desarrollado en el Maastrichtiano*, como evidencia la deformación sin-sedimentaria de Tena Inferior.

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

Características de los reservorios

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, a nivel de esta arenisca, un cambio lateral de facies detríticas a calcáreas (al igual que en el campo Anaconda).



Ambiente sedimentario.

Arenisca T. White y 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 describe los cuerpos arenosos como barras de desembocadura, indica que igualmente pueden ser definidos como banco de marea o facies de canal). El núcleo del Yuca N-2 indica un ambiente neto de plataforma marina. Lo que en el primer caso corresponde posiblemente a la secuencia media y superior de un relleno transgresivo de valle socavado, y el núcleo 12 representa ya facies distales de inundación.

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.

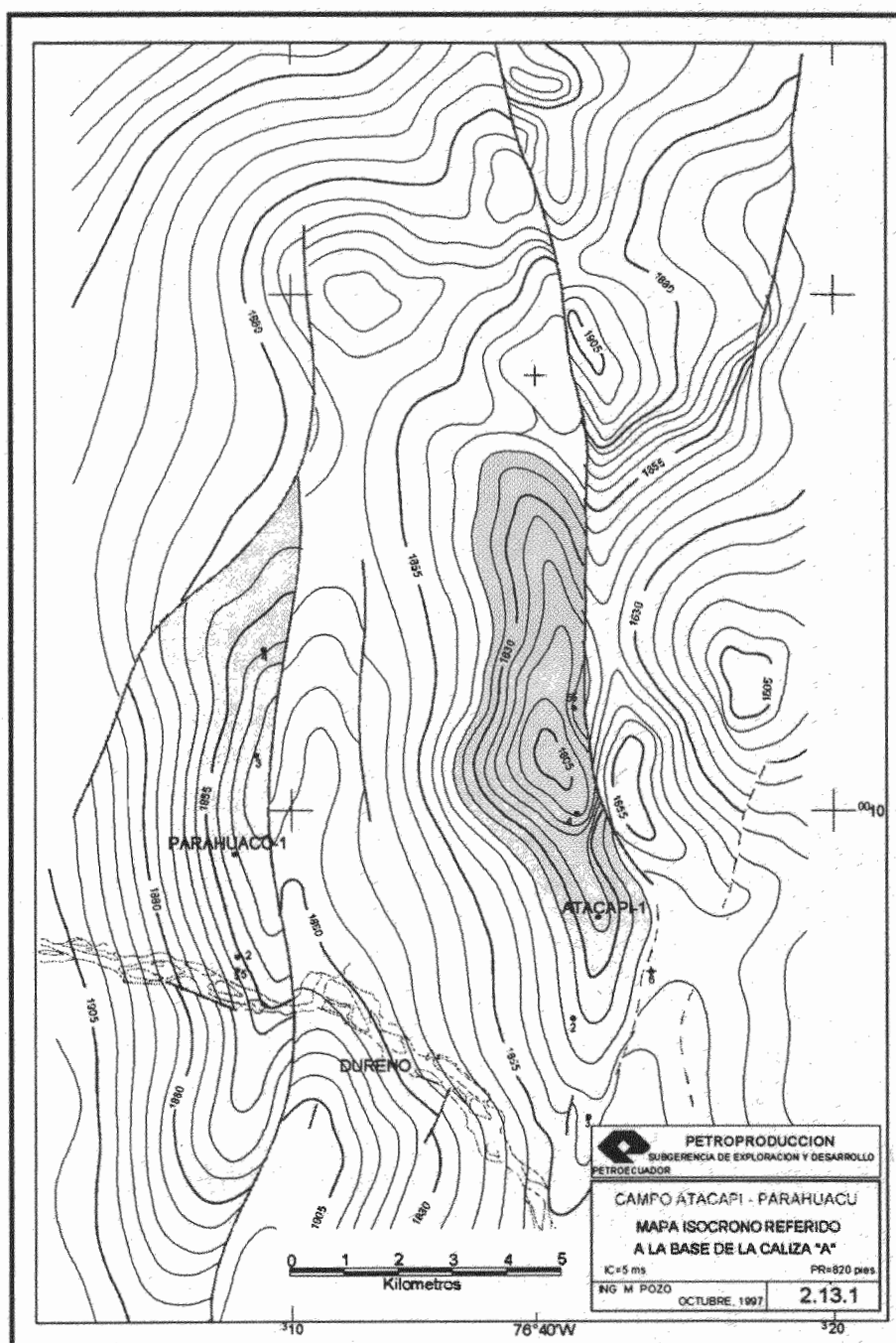
II.13. EL CAMPO PARAHUACU

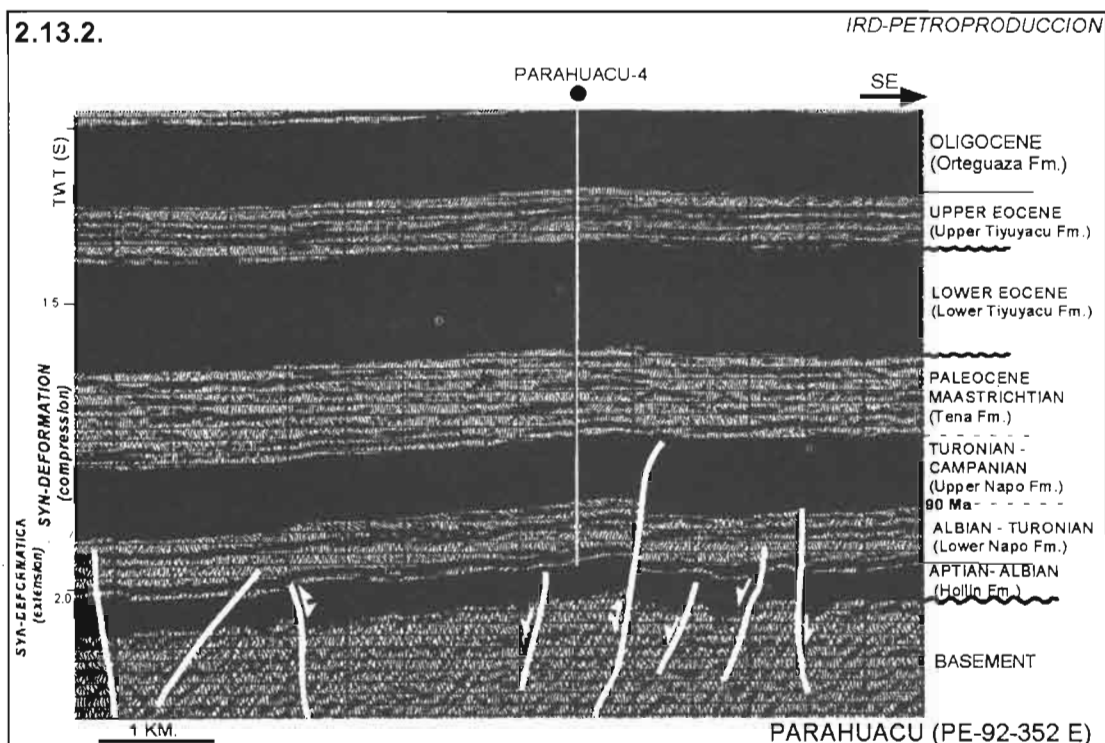
Breve reseña histórica

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.

La estructura Parahuacu y su evolución

Es una estructura anticlinal de dirección N-S, de 13 km de largo, con un ancho promedio de 2 km (fig. 2.13.1), limitada al este por una falla inversa sub-vertical.





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. 2.13.2).

La fase compresiva que formó la estructura es de edad turoniana-maastrichtiana y produjo una deformación sin-sedimentaria sincrónica con la depositación de Napo Medio - Superior y Tena Inferior (fig. 2.13.2).

Ambiente sedimentario

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

Areniscas U y T. SSI (Scientific Software Intercomp) en 1994 definió para las areniscas U y T un ambiente predominantemente deltaico con influencia fluvial sobre el delta, y menor influencia mareal. Más concretamente, sub-ambientes 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 (1994), sobre la base de presiones varía entre 130-420' para T y 900' para U.

Las secuencias arenosas U y T contienen abundante glauconita en sus porciones superiores, lo que se corresponde con una etapa de abandono de la desembocadura. Las lutitas negras y los cuerpos calcáreos A y B, depositados sobre la secuencia, se desarrollaron en un prodelta según SSI (1994).

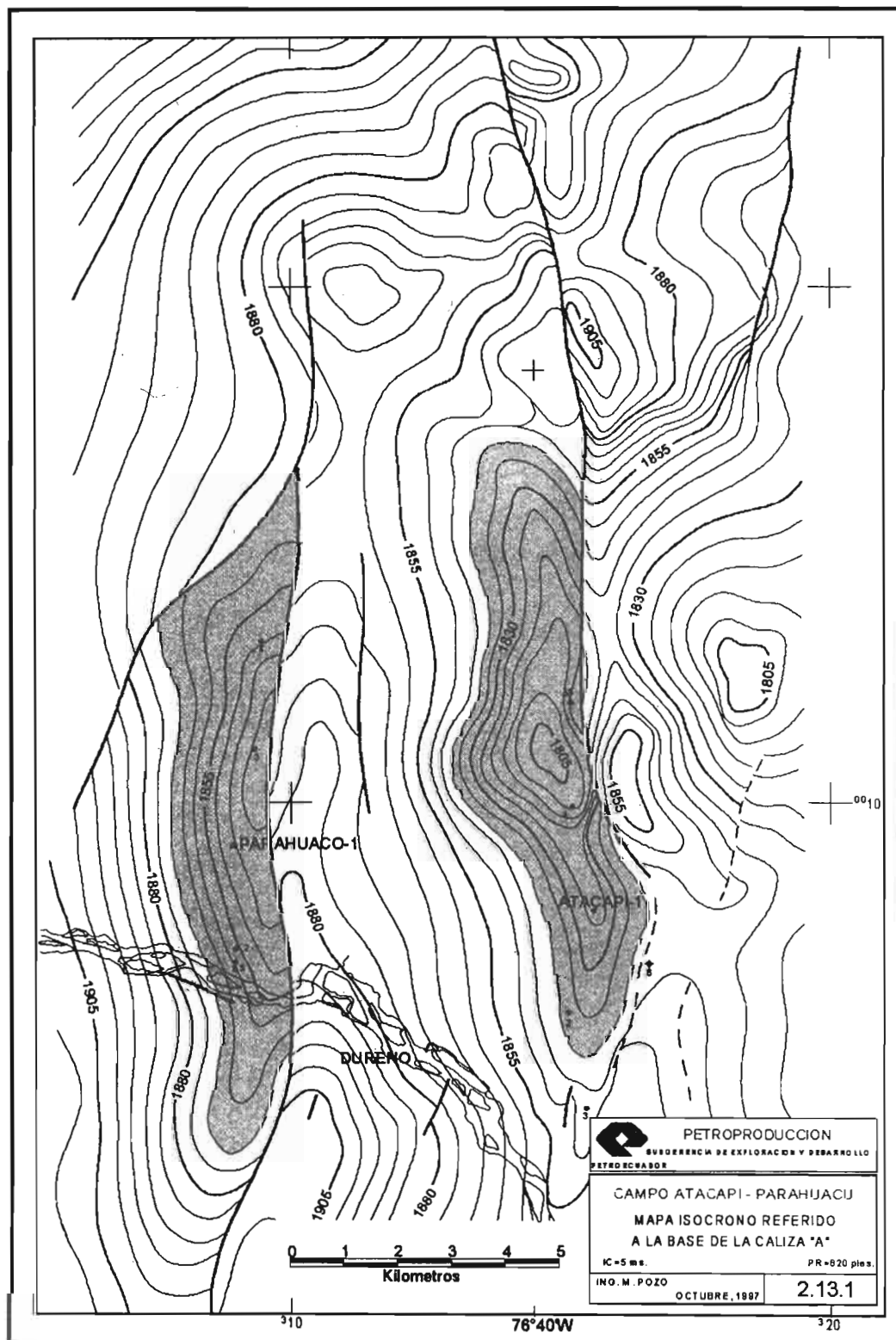
Características de los crudos

Los crudos se tornan más pesados de los reservorios 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.

II.14. EL CAMPO ATACAPI

Breve reseña histórica

El campo Atacapi fue descubierto por Texaco con el pozo Atacapi 1 que 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 BPPD (1,960 BPPD del yacimiento U de 29° API y 1,840 BPPD de T de 34° API).



La estructura Atacapi y su evolución

Es una estructura asimétrica de orientación **N-SSE** alargada, de 17 km de longitud y 2 km de ancho aproximados (fig. 2.13.1), limitada al este por una falla que desaparece en la parte sur del campo.

La estructura se desarrolló en el Maastrichtiano, con deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena, cuya variación de espesores refleja el crecimiento de la estructura (fig. 2.14.1).

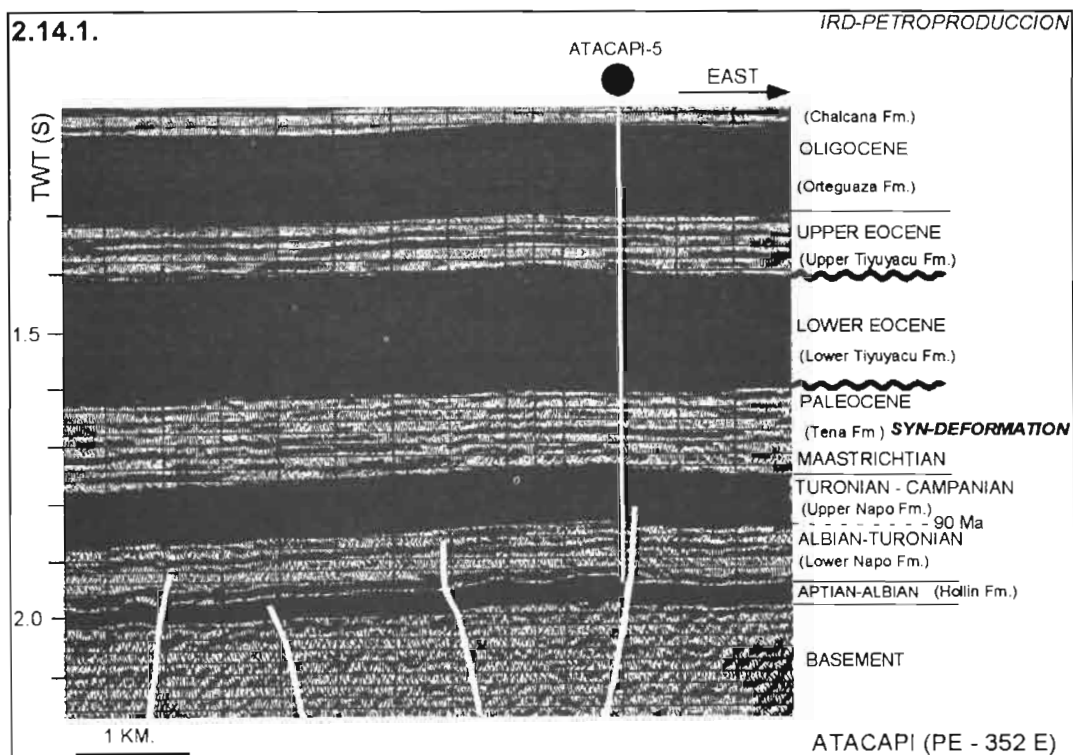
Ambientes sedimentarios

Areniscas T y U. SSI (1994) asigna un ambiente deltaico marino con influencia fluvial, con sub-ambientes de canales distributarios de dirección NNE-SSO y barras de desembocadura principalmente, con ocurrencias menores de barras de rebalse y depósitos de “crevasse splay”.

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).

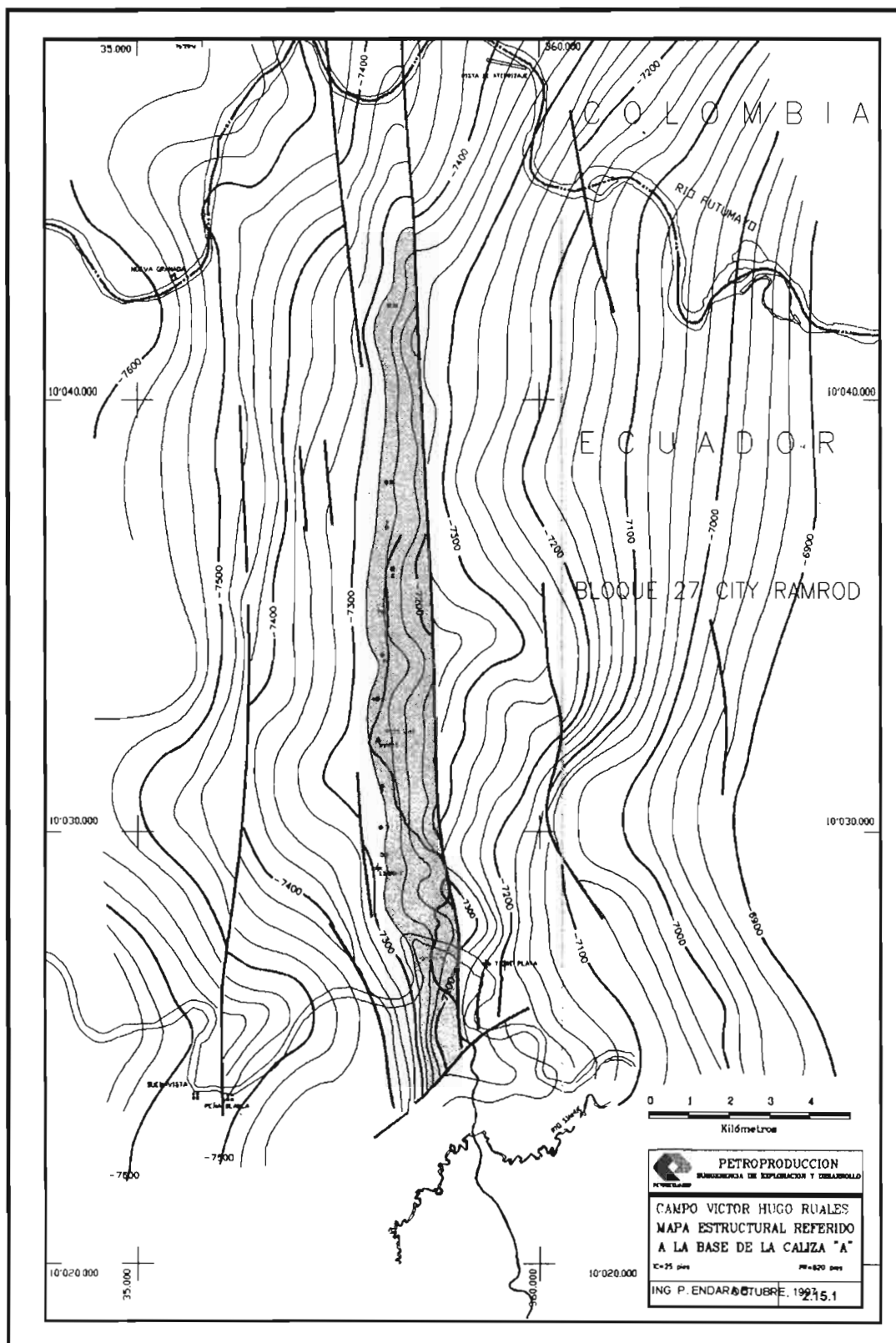
La relación pristano/fitano para una muestra de crudo U dio 0.93.



II.15. EL CAMPO VICTOR HUGO RUALES (VHR)

Breve reseña histórica

El campo se llamaba inicialmente Cantagallo, y con ese nombre se perforó el primer pozo que se inició el 17 de junio y terminó el 18 de julio de 1988. Alcanzó una



profundidad de 8,330' y dio una producción de 11,627 BPPD de los reservorios T (1,008 BPPD, 33°API), U (8,617 BPPD, 32°API), M2 (442 BPPD, 32° API) y Tena Basal (550 BPPD, 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 campos de la empresa), se le rebautizó con su nombre.

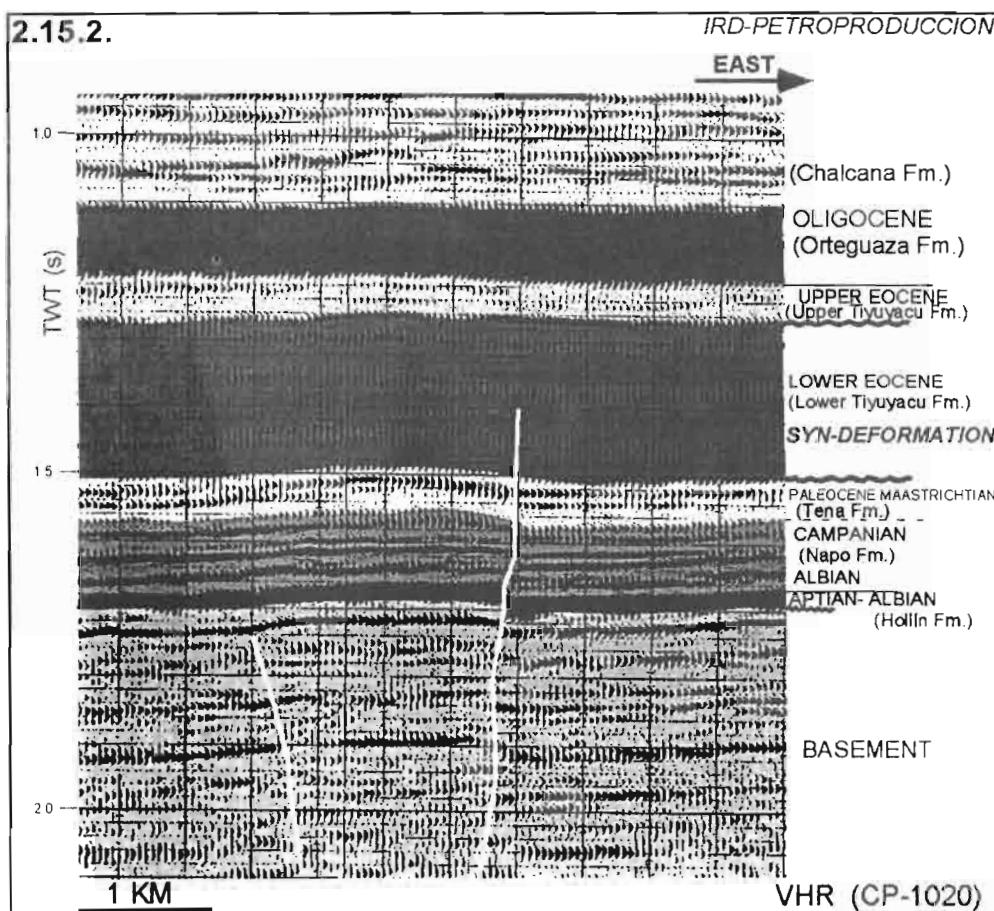
La estructura VHR y su evolución

La estructura VHR es un anticlinal asimétrico (fig. 2.15.1) limitado al oeste por una falla de rumbo, *transpresiva en el tiempo Napo Medio y Superior*, lo que se evidencia por deformación sin-sedimentaria (variación de espesores entre la bóveda anticlinal y el flanco oriental hundido). *La formación de la estructura continúa en el Eoceno Temprano a Medio* como atestigua la deformación sin-sedimentaria de Tiyuyacu Inferior (fig. 2.15.2).

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.

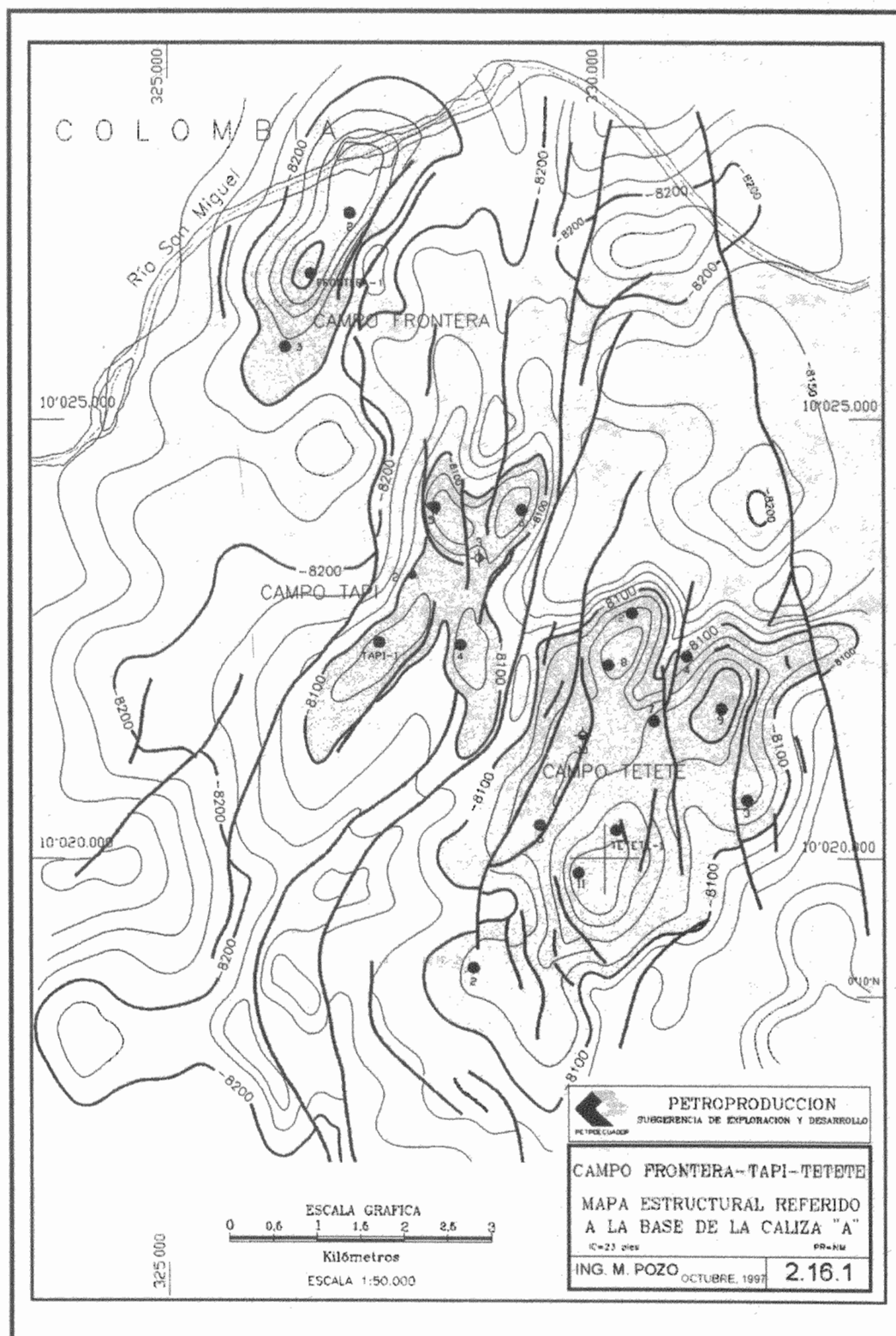
Los contenidos de azufre determinados para 3 muestras del reservorio U varían entre 0.52 y 0.59% P, y para una muestra de M2 dio un valor de 0.73% P.



II.16. EL CAMPO TAPI-TETETE

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 del 80, el mismo que alcanzó los 9,400' de profundidad, y dio 1,645 BPPD de los reservorios T

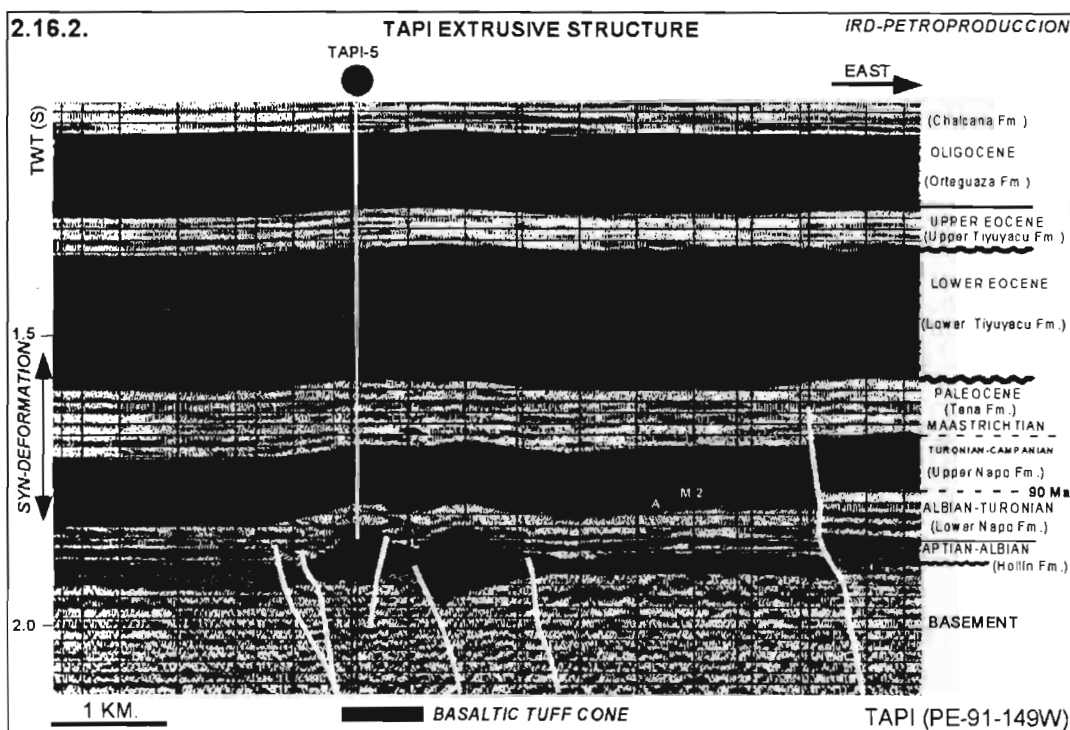


(1,315B PPD, 30° API) y U (330 BPPD, 29° API). Entre septiembre y octubre del 85 se perforó la estructura Tapi con el pozo Tapi 1, el que llegó a los 9,183' de profundidad y produjo 2,045 BPPD de los reservorios T (1333 BPPD, 29° API) y U (712 BPPD, 28° API).

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.

La estructura Tapi-Tetete y su evolución

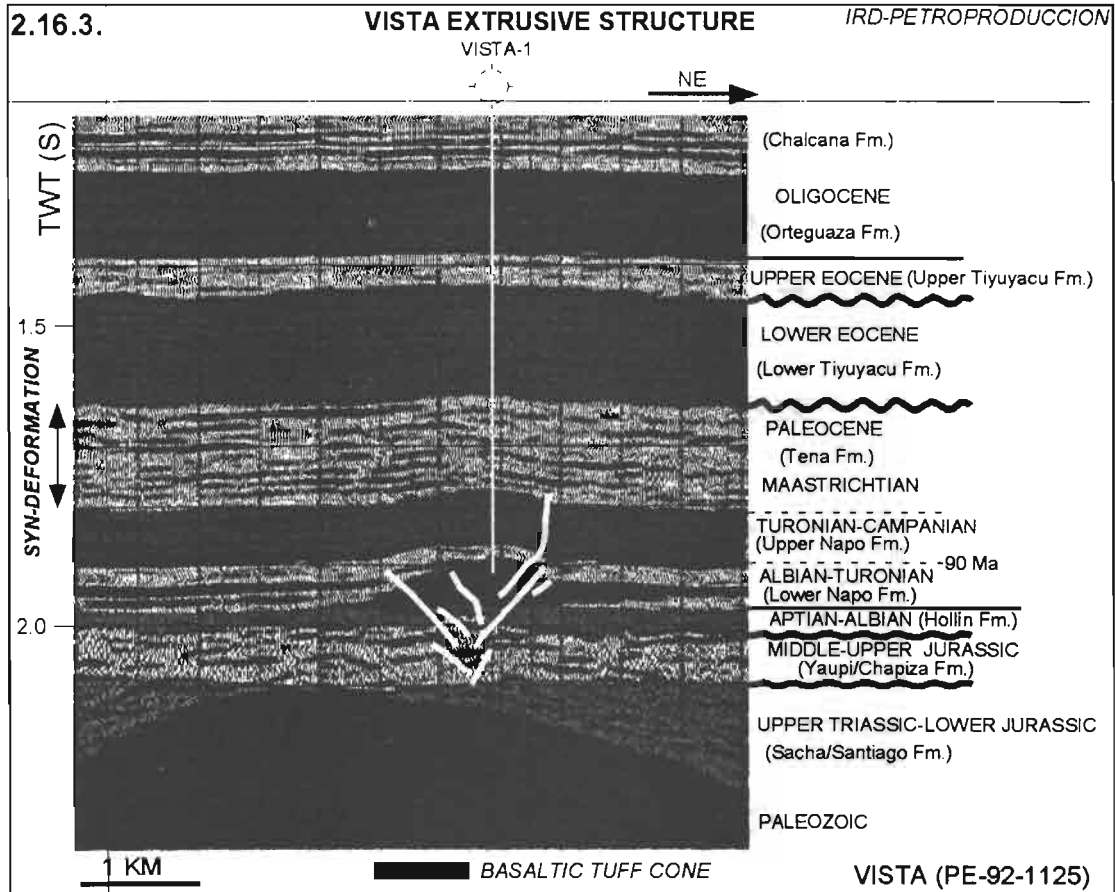
Está constituida por dos altos de orientación NE-SO: el alto Tapi ubicado en la parte NO y el alto Tetete de mayores dimensiones que el anterior, ubicado al SE (fig. 2.16.1).



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 (1989) en el pozo Tapi 1, dando una edad proterozoica entre temprana y media (1,600 +/- 48 millones de años). Baby P., sin embargo, considera que la estructura se desarrolla sobre una isla volcánica (fig. 2.16.2), con "onlap" de la Formación Napo sobre ella, similar al encontrado en la estructura Vista (fig. 2.16.3).

Características de los crudos

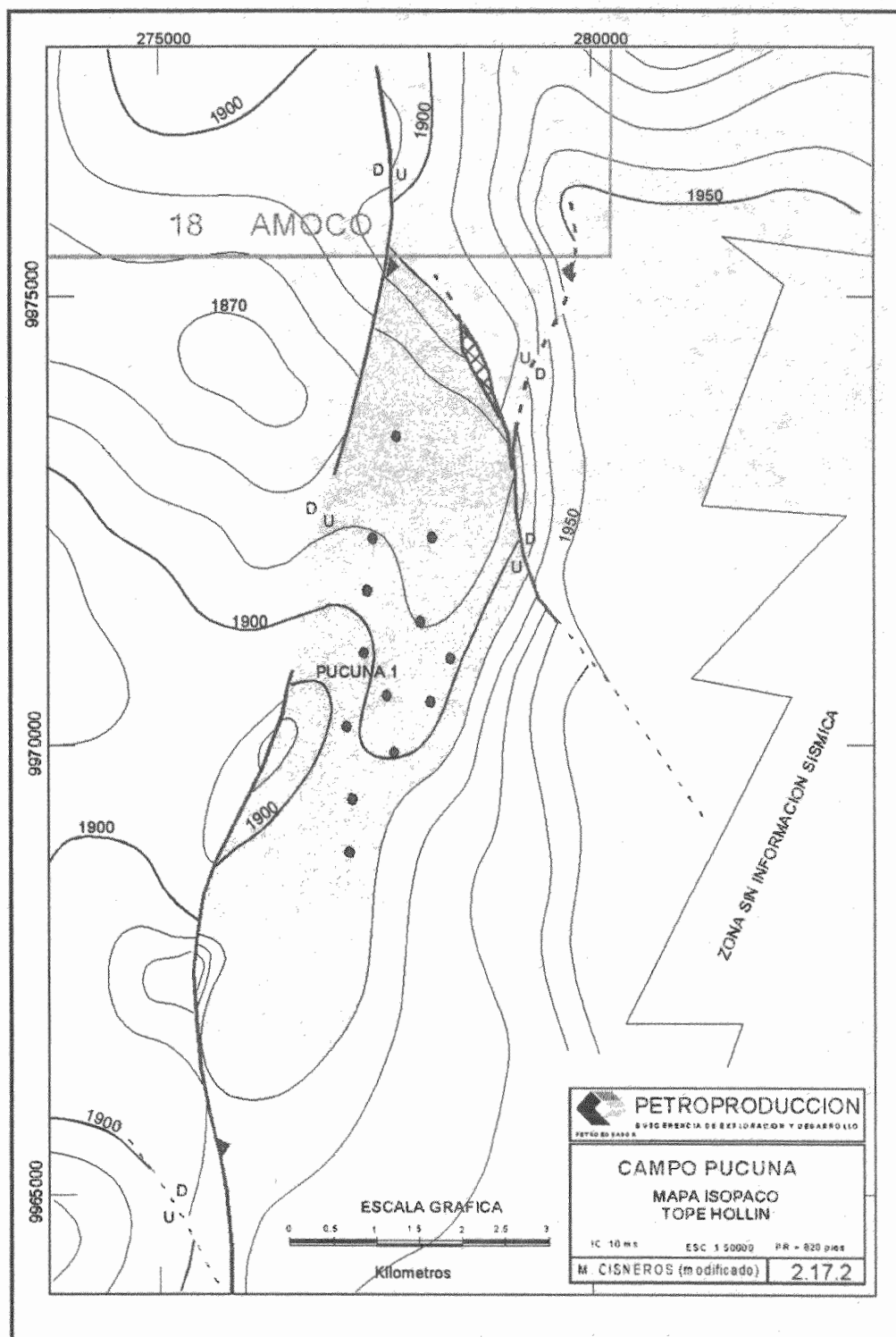
El crudo del reservorio T tiene una gravedad de 28° API y un contenido de azufre de 0.42% y 0.71 % P (2 muestras), y el de U de 29° API y 0.76 y 0.79% Peso (2 muestras).



II.17. EL CAMPO PUCUNA

Breve reseña histórica

El campo Pucuna fue descubierto por Texaco con la perforación del pozo Pucuna 1 a partir del 7 de enero de 1971, siendo completado el 15 de febrero. Este dio una producción de 980 BPPD de los reservorios Hollín (740 BPPD, 23° API), T (230 BPPD, 33° API) y U con 10 Bls recuperados de 33° API.



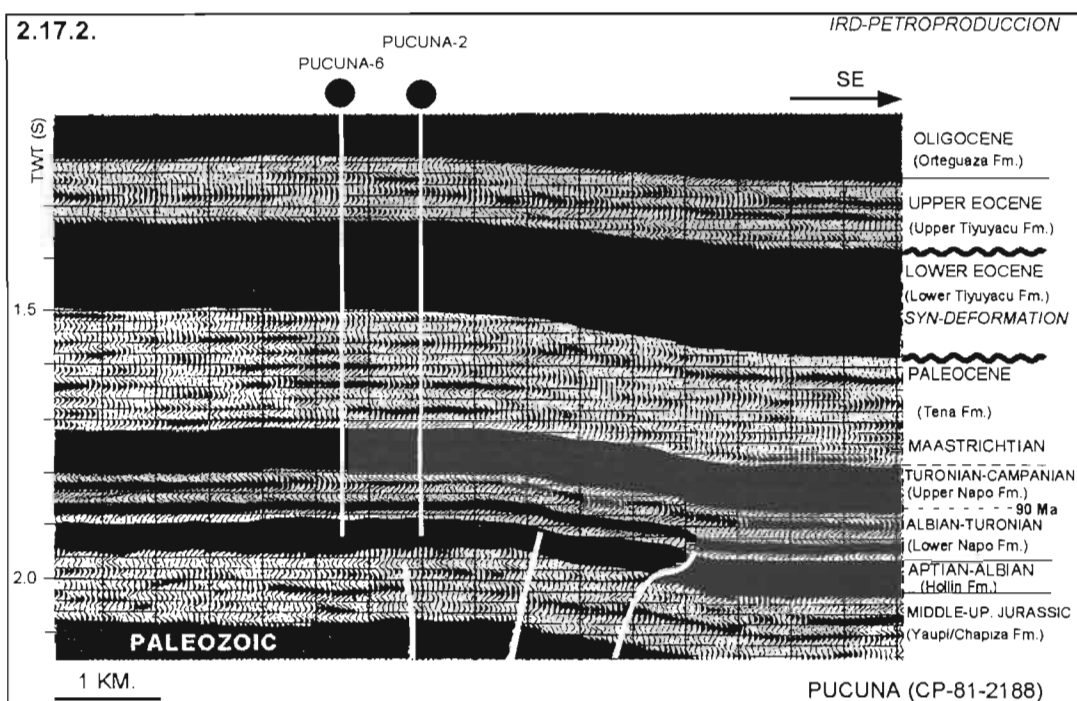
La estructura Pucuna y su evolución

Es una estructura elongada en sentido N-S (fig. 2.17.1), de relieve estructural suave, sin alteración tectónica a nivel de la base de la caliza A.

En corte, se presenta como un anticlinal asimétrico, con un fallamiento que afecta los reflectores Hollín y la serie pre-Hollín. *El alto se desarrolló en el Eoceno inferior*, como evidencia la deformación sin-sedimentaria de la Formación Tiyuyacu Inferior (fig. 2.17.2). *Una reactivación menor se produjo en el Neógeno.*

Características de los crudos.

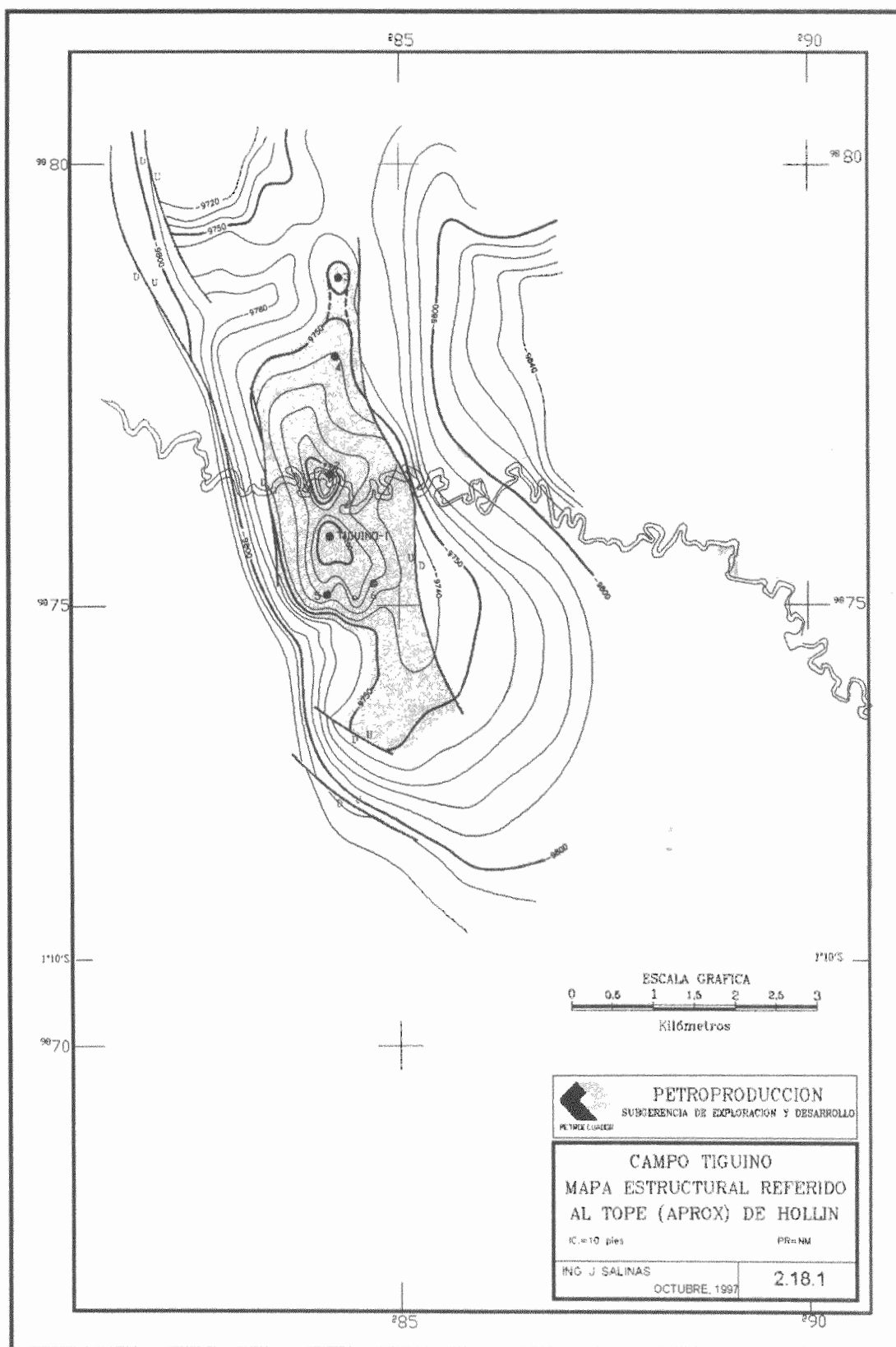
El crudo de Hollín tiene 28° API, el de T 31°, el de U 30° y el de Tena Basal 22°.



II.18. EL CAMPO TIGUINO

Breve reseña histórica

El pozo Tiguino 1, descubridor del campo de igual nombre, fue perforado por Anglo Ecuadorian Oilfields a partir del 6 de junio de 1971 y completado el 19 de agosto.



Produjo 1,653 BPPD de los reservorios Hollín (1,318 BPPD, 31° API) y T (335 BPPD, 21° API). Adicionalmente se probó la caliza M2, obteniéndose mediante acidificación y por reversa 44 Bls de 14.5° API.

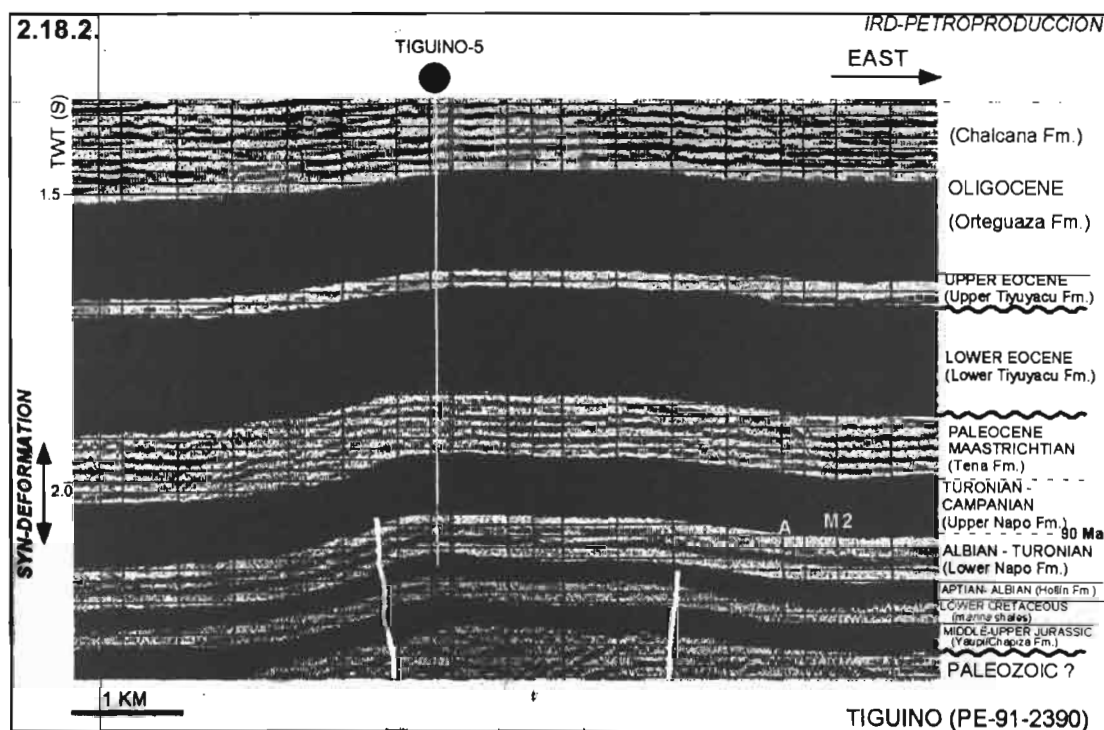
La estructura Tiguino y su evolución

Tiguino es un anticlinal fallado en sus flancos este y oeste, con geometría de estructura en flor (fig. 2.18.1 y 2.18.2). Su evolución se produce entre el Turoniano y el Maastrichtiano, en forma contemporánea a la depositación de Napo Medio – Napo Superior y Tena, evidenciado por deformación sin-sedimentaria (fig. 2.18.2). Una importante reactivación final del levantamiento tuvo lugar en el Mio-plioceno.

Características de los crudos

El crudo Hollín tiene una gravedad de 30° y el de T de 22° API.

Se tiene un contenido de azufre de 1.26% en peso y un valor de pristano/fitano de 0.87 para un crudo del reservorio Hollín.



II.19. EL CAMPO FRONTERA

Breve reseña histórica

La interpretación sísmica permitió detectar, al NO del campo Tapi, una estructura anticlinal compartida entre Ecuador y Colombia, a la que se le designó con el nombre de Frontera-Quillasinga.

CEPE descubrió el campo en el mes de diciembre de 1987 con la perforación del pozo Frontera, que tuvo una producción de 4,500 BPPD de las arenas U (3,923 BPPD, 31° API) y T (576 BPPD, 24° API), alcanzando los 9,254' de profundidad. Ecopetrol, por su parte, perforó el pozo Quillacinga 1 en el lado colombiano.

El 13 de noviembre de 1987, se firmó el Protocolo de Intención para la Explotación Unificada del Campo Binacional Frontera-Quillacinga.

Para el caso específico del campo Frontera-Quillacinga, una comisión técnica bipartita elaboró un modelo geológico en Bogotá entre el 17 y el 24 de abril de 1991, llegando a la conclusión preliminar de que existía una discontinuidad de los reservorios productivos debido a cambios laterales de facies coincidente con la línea de frontera, por lo que en julio de ese mismo año se procedió a iniciar la explotación del campo Frontera en forma independiente.

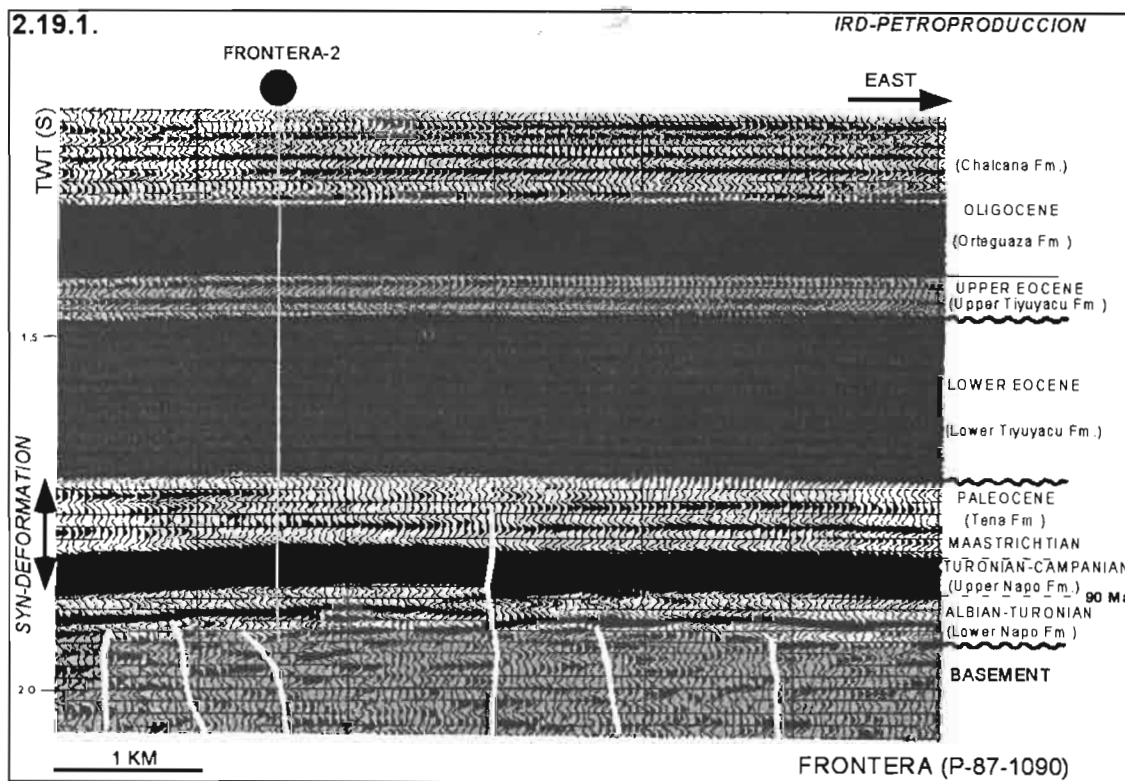
La estructura Frontera y su evolución.

Se trata de una estructura de orientación NNE-SSO, fallada en su flanco oriental (fig. 2.16.1), con un cierre estructural de 100'. La Formación Napo en este campo *descansa directamente sobre el basamento cristalino precámbrico*, que forma parte del alto de San Miguel, el cual separa las sub-cuencas Napo y Putumayo. La estructura se prolonga hacia territorio colombiano al norte en donde aparece nuevamente la Formación Hollín.

En la estructura se evidencia una sedimentación sin-tectónica tironiana-maastrichtiana que define la edad de la misma (fig. 2.19.1)

Características del crudo

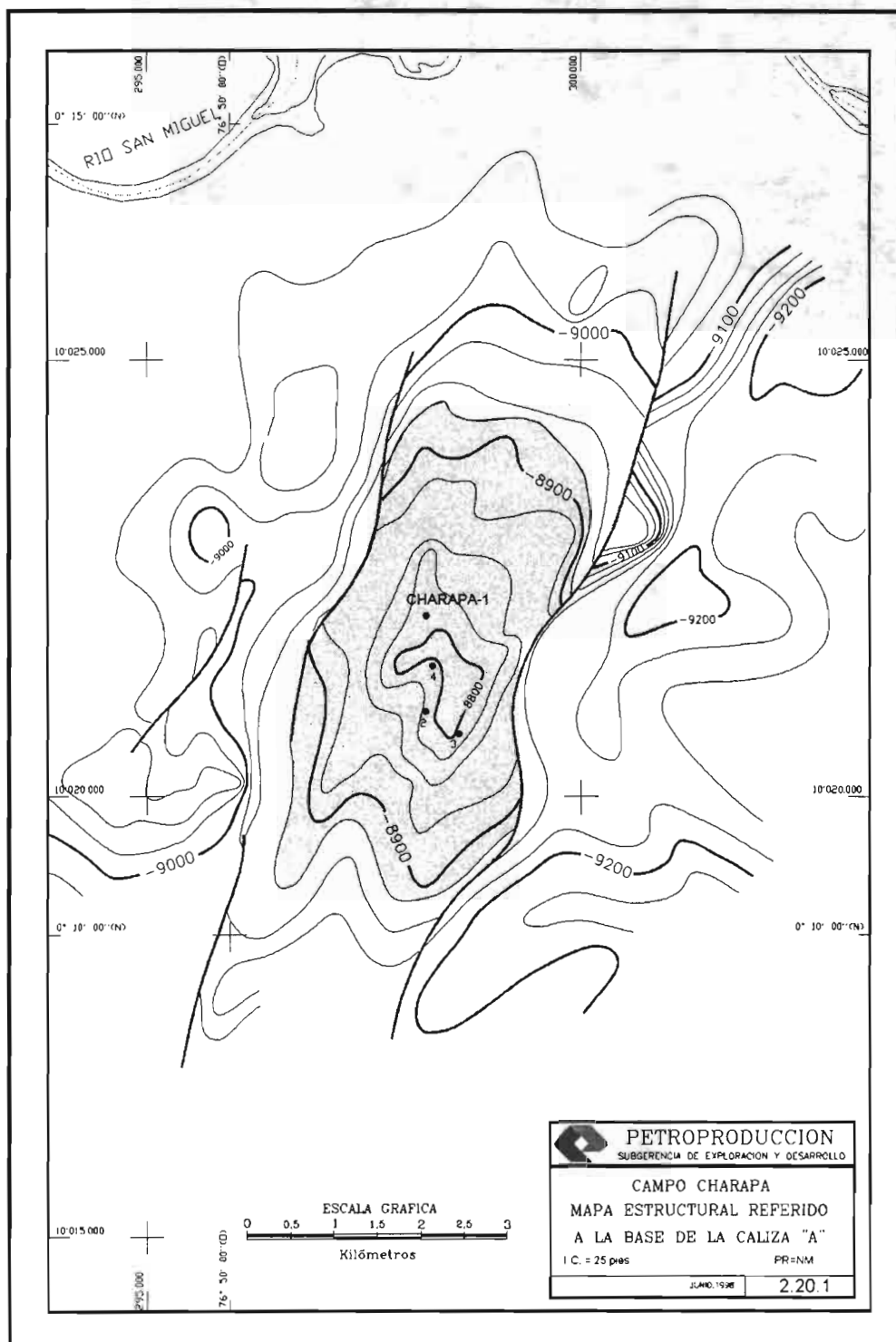
Los crudos del reservorio T son de 29° API, con un porcentaje en peso de azufre del 0.47% (una muestra) y los de U de 25° API.



II.20. EL CAMPO CHARAPA

Breve reseña histórica

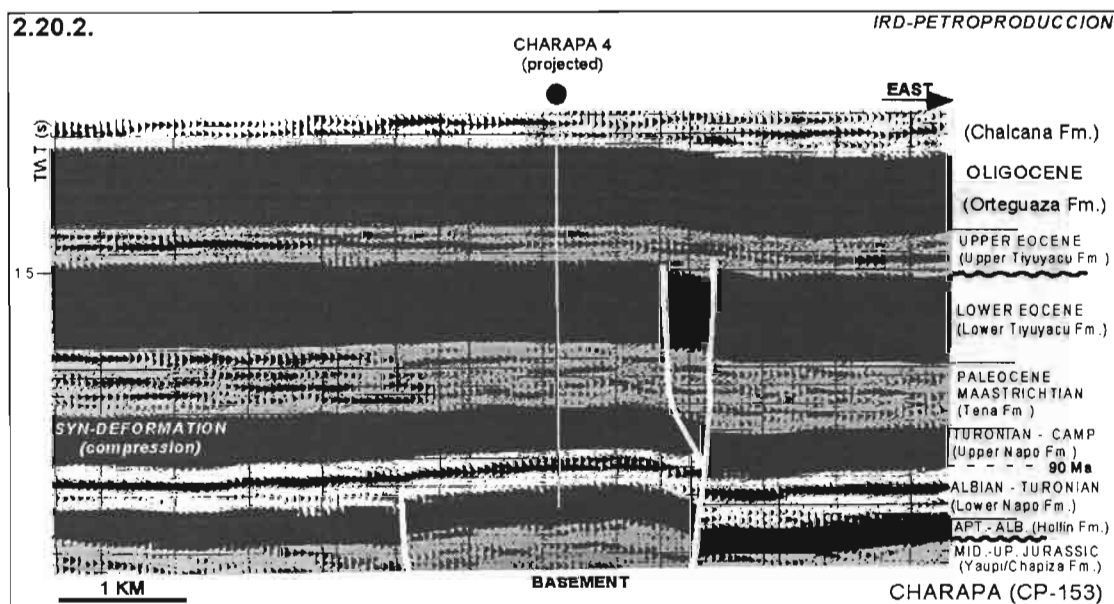
Texaco descubrió el campo Charapa con la perforación del pozo Charapa 1, la misma que se inició el 12 de agosto de 1967, obteniéndose 200 BPPD de 30° API de una prueba conjunta de Hollín principal y Hollín secundario. Posteriormente, la caliza B probó ser petrolífera, y durante 15 años ha producido alrededor de 1'400 millones de barriles prácticamente sin agua.



La estructura Charapa y su evolución

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. 2.20.1).

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-Maastrichtiano), presentando una reactivación menor en el Neógeno*.



La estructura tiene la forma de cajón y se extiende en sentido NNE-SSO a lo largo de 5 km, con un ancho promedio de 2-2.5 km. Esta limitada por dos fallas sub-verticales, 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 130°.

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.

Ambientes sedimentarios

Caliza B. Se describió en un núcleo del Charapa 3 como calizas laminadas, ricas en pirita con restos de peces, foraminíferos y restos de bivalvos finos o filamentos. Esta fauna disminuye hacia la parte superior. Según Rivadeneira (1994) y Jaillard (1997), corresponde a un medio anóxico que se profundiza hacia arriba. En el núcleo, se definieron tres discontinuidades que parecen corresponder a condensaciones producidas durante transgresiones menores.

Características de los crudos

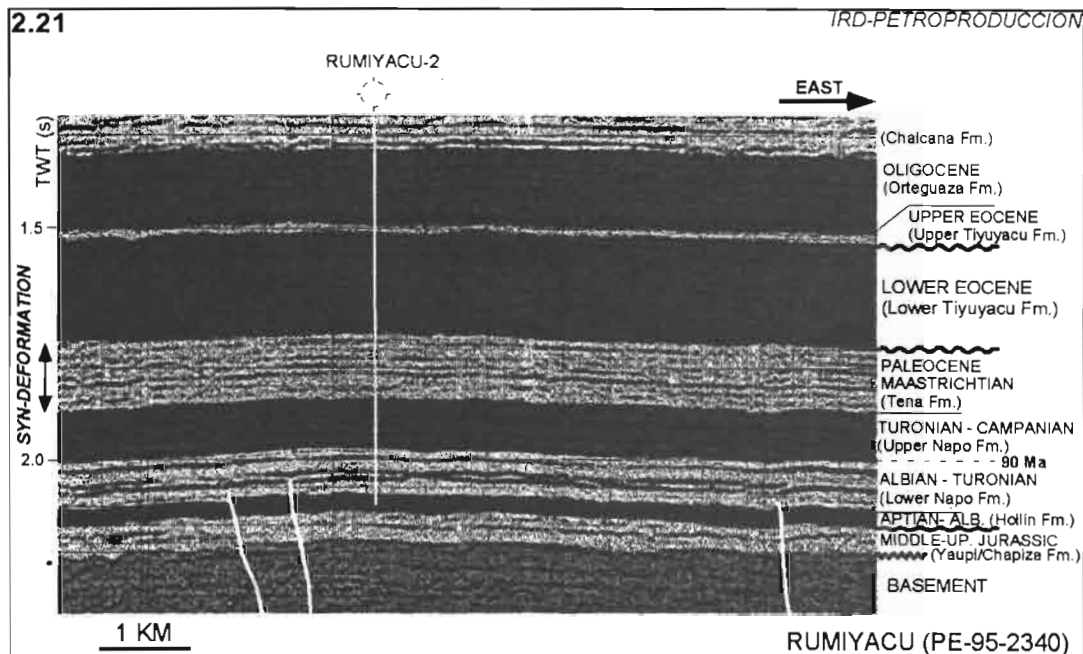
El crudo de la caliza B es de 30° y tiene un contenido de azufre de 0.68%.

BREVE DESCRIPCION DE OTROS CAMPOS

II.21. CAMPO RUMIYACU

Este campo produjo un total de 184,939 barriles provenientes del reservorio Hollín, productivo en el pozo Rumiyaqu 1. A la presente fecha se encuentra cerrado.

Se trata de una estructura antigua de edad maastrichtiana, como se aprecia en la figura 2.21.



II.22. CAMPO COCA-PAYAMINO.

Se trata de un campo compartido con la compañía Oryx, con un 46% para ésta y el 54% para Petroproducción.

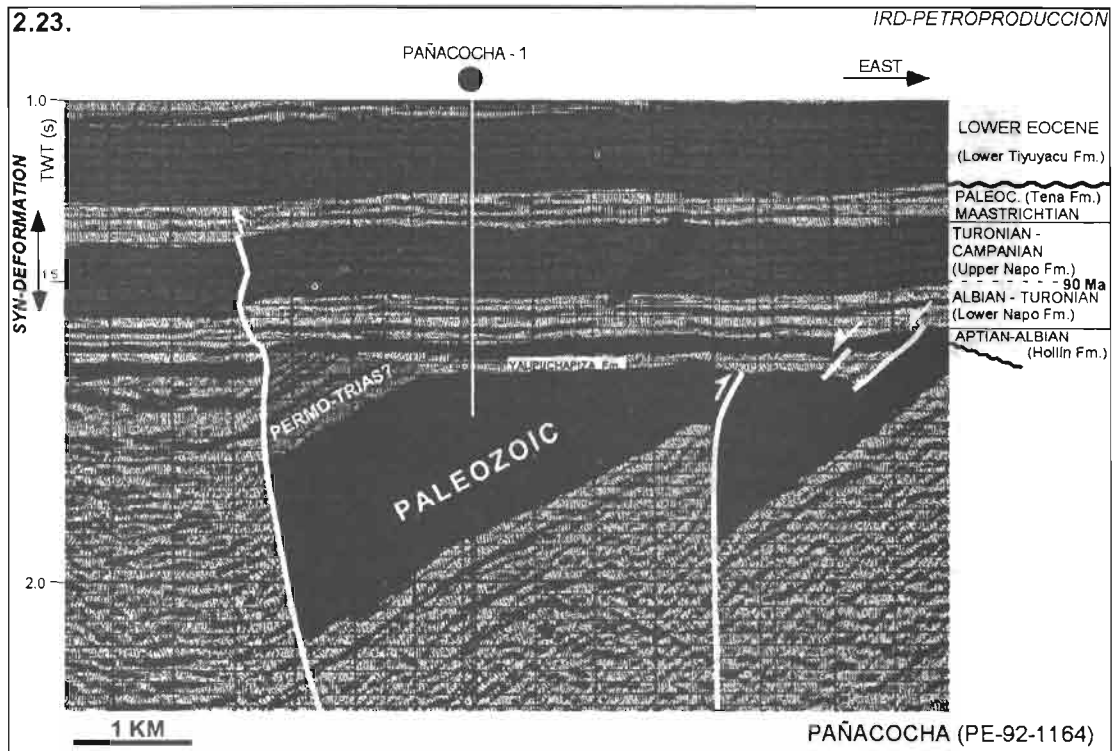
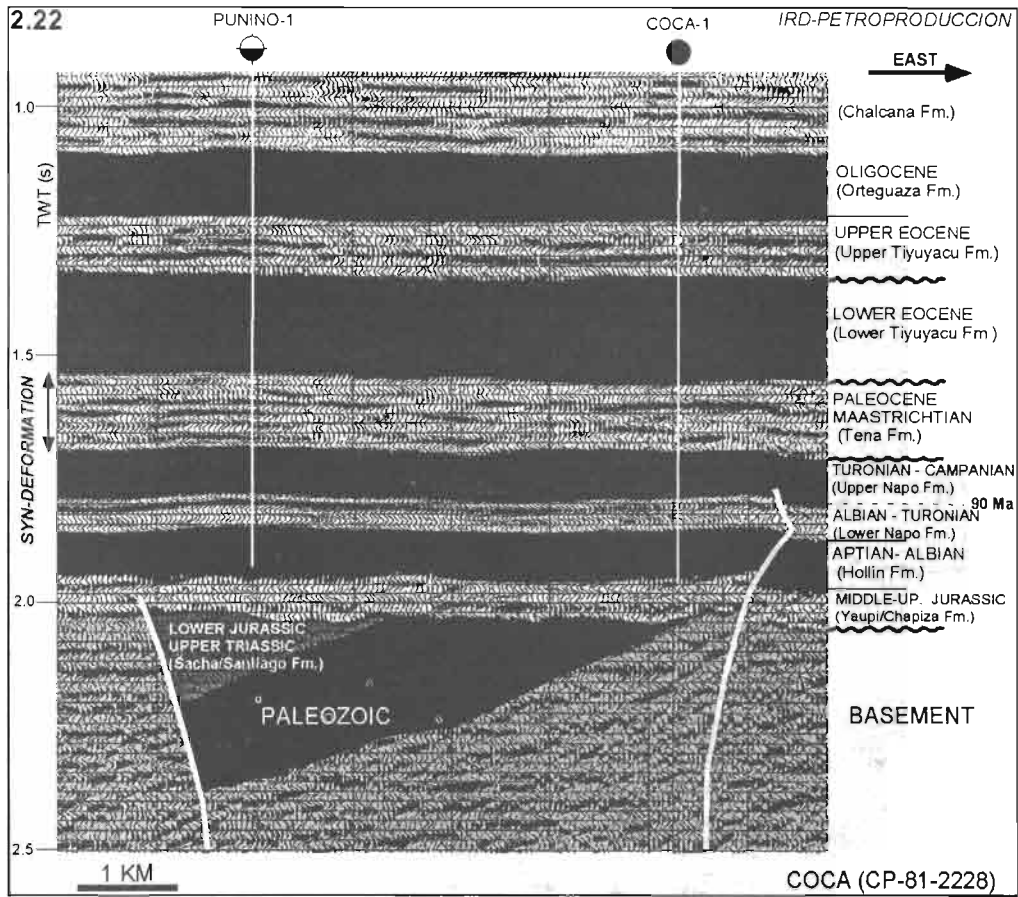
A diciembre 97, tuvo un acumulado de producción de 26'350,758 barriles de un crudo cuya gravedad promedio es de 23° API, siendo Hollín el reservorio productor tanto en Coca como en Payamino, mientras que en Coca se produce además de Tena Basal y en Payamino otro reservorio productor es la arenisca U.

La estructura Coca tiene una edad de estructuración maastrichtiana, evidenciada por deformación sin-sedimentaria de los depósitos Tena Inferior (fig. 2.22).

II.23. CAMPO PAÑACOA.

Es un campo no desarrollado, con reservas de 26,843,000 barriles de 26.4° API. Sus reservorios principales son T y U con crudos medianos (22-29°API), mientras que las areniscas M2 y M1 produjeron crudos pesados (12-15°API).

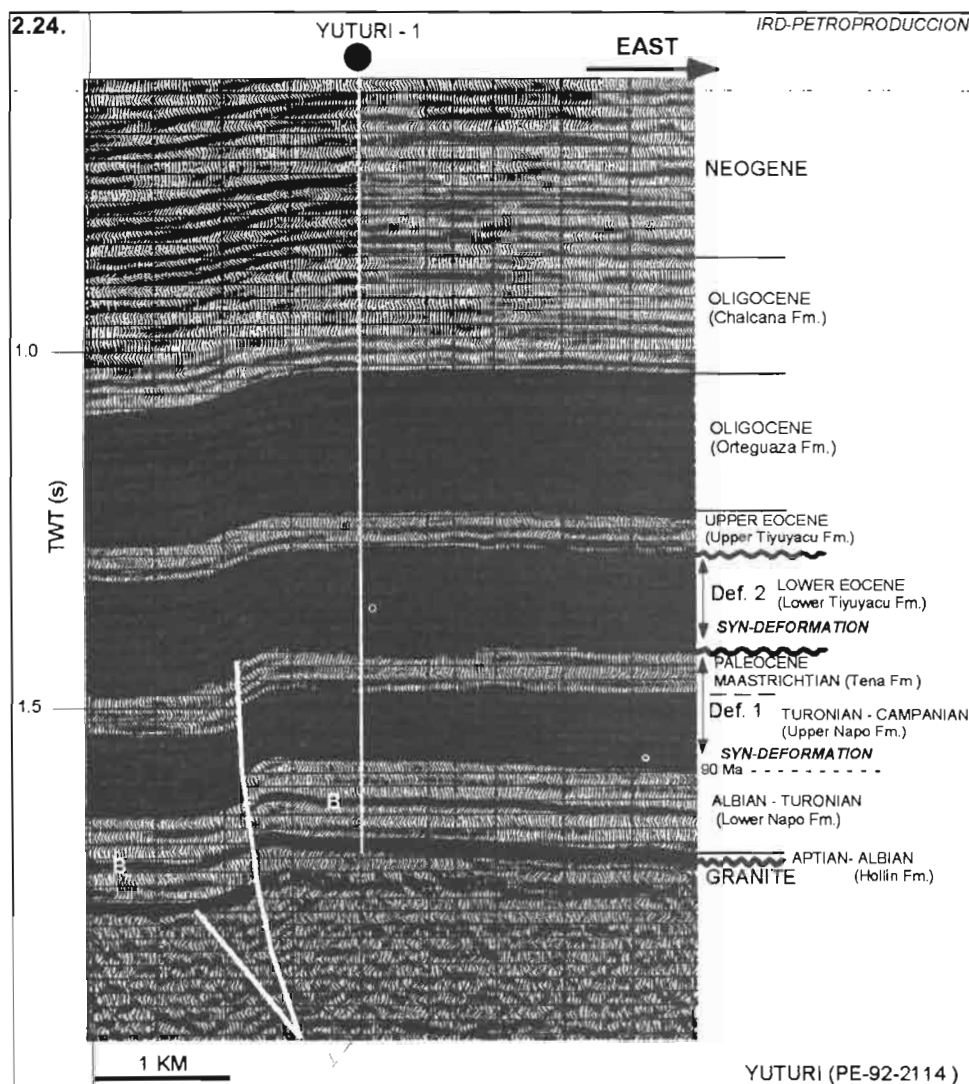
Se trata de una estructura antigua – turoniana-maastrichtiana (fig. 2.23) - desarrollada sobre un semi-graben de posible edad permo-triásica, cuyo sustrato está conformado por sedimentos paleozoicos. La inversión se produjo en el Turoniano.



II.24. CAMPO YUTURI

Es otro campo no desarrollado, compartido con Occidental, a la que corresponde un 32.7%. Las reservas de petróleo mediano se localizan en los reservorios T y U.

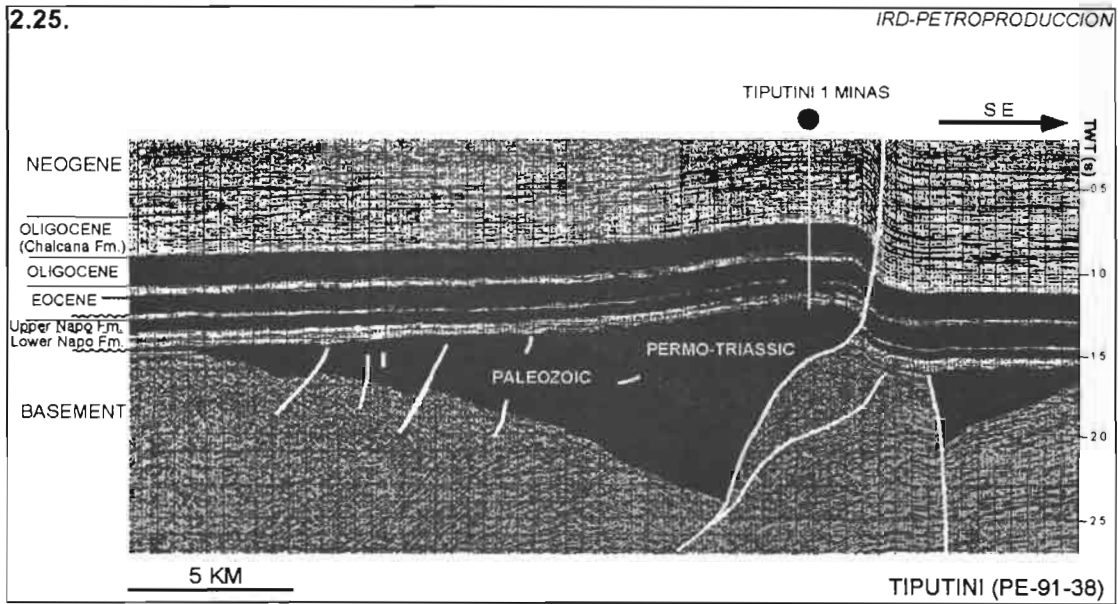
La inversión tectónica del Turoniano produce el levantamiento inicial de la estructura Yuturi, la misma que continuó conformándose en dos etapas principales: una primera turoniana-maastrichtiana y una segunda en el Paleoceno Inferior (fig. 2.24). La tercera reactivación del levantamiento se produce en el Neógeno.



II.25. CAMPO TIPUTINI

El campo Tiputini forma parte del tren productivo más oriental de la Cuenca Oriente, integrado hacia el sur por los campos Tambococha e Ishpingo. Los tres campos constituyen la mayor reserva de crudos pesados de la cuenca, con 711 millones de barriles de reservas probadas y probables.

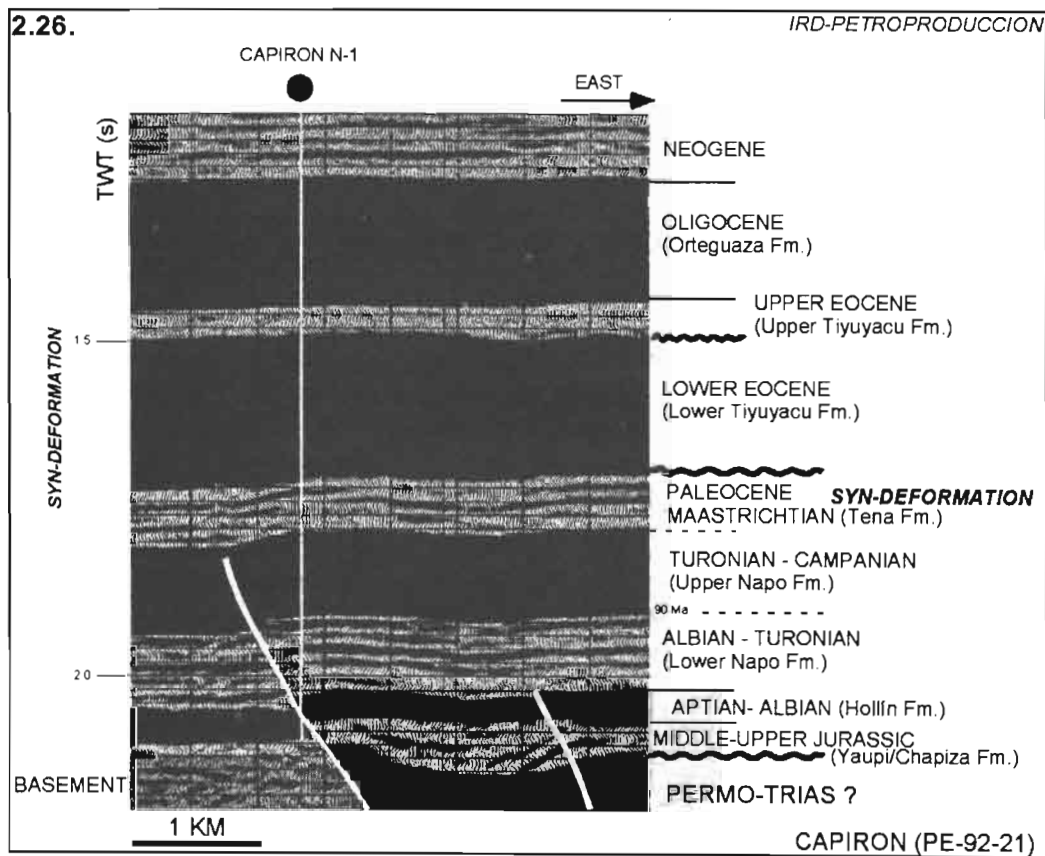
La estructura Tiputini se desarrolla sobre un semi-graben invertido (fig. 2.25) y su edad, definida en otras secciones sísmicas, es turoniana-campaniana con una fuerte reactivación en el Neógeno, la misma que se continúa hasta el presente.



II.26. CAMPO CAPIRON.

Este campo es operado por la compañía YPF.

La estructura se desarrolló en dos etapas: en el Maastrichtiano y en el Paleoceno Inferior, como se evidencia en la fig. 2.26.



BIBLIOGRAFÍA

- ASPDEN J. and LITHERLAND M., 1992, The Geology and Mesozoic collisional history of the Cordillera Real, Ecuador Tectonophysics, v. 205, p. 187-204.
- ASPDEN J., RUNDLE C., VITERI F., BERMUDEZ R. and HARRISON S., 1990, Edades Radiométricas del Batolito de Zamora-río Mayo: Boletín Geológico Ecuatoriano, v, 1, p. 85-88.
- BABY P., 1995, Análisis Geométrico de dos Secciones Estructurales Regionales en el Nor-oriente Peruano (Cuencas Marañón, Santiago, Huállaga), PETROPERU-ORSTOM, Febrero de 1995.
- BALDOCK J., 1982, Geología del Ecuador Boletín de la Explicación del Mapa Geológico de la República del Ecuador, Esc 1:1,000,000.
- BALKWILL H., RODRIGUEZ G., PAREDES F. and ALMEIDA J. P., 1995, Northern Part of the Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures, in A. J. Tankard, R. Suárez S, and H. J. Welsink, eds., Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 559-571.
- BARRAGAN R., RAMIREZ F. and 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.
- 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.
- BRISTOW C. and HOFFSTETTER R., 1977, Ecuador. Lexique Stratigraphique International: CNRS ed., Paris, v. 5a2, p. 410.
- CANFIELD R., BONILLA G. and ROBBINS R., 1982, Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente AAPG, v. 66, p. 1076-1090.
- DASHWOOD M. and ABBOTTS I., 1990, Aspects of the Petroleum Geology of the Oriente Basin, Ecuador, in J. Brooks, eds., Classic Petroleum Provinces: p. 89-117.
- GALARRAGA M., 1997, Estructura y Etapas de Deformación de la Zona Subandina Ecuatoriana Entre 0° 20'N y 0° 10'S.
- GIL W., BABY P. and PAZ M., 1996, The Continuum Tectonic during the Cretaceous-Paleocene Times in the Andean North-Peruvian Foreland Basin (Marañón basin): 3rd International Symposium on Andean Geodynamics (ISAGW), Géodynamique Andine (Résumés étendus), p. 363-366.
- HALL M. and CALLE J., 1982, Geochronological Control for the Main Tectonic-Magmatic Events of Ecuador. Earth Science Review, v. 18, p. 215-239.
- HARDING T., 1985, Seismic Characteristics and Identification of Negative Flower Structures, Positive Flower Structures, and Positive Structured Inversion: A.A.P.G., v. 69, p.
- JAILLARD E., 1993, L' Evolution Tecto-Sédimentaire de la Marge Péruvienne au Sénonien et Paléocène et ses Relations avec la Géodynamique: Bull. Soc. Géol. France, v. t. 164, p. 819-830.
- JAILLARD E., 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 No. PPR-GL-346, Guayaquil.

- LABOGEO, 1996, Estudio Bioestratigráfico de Muestras de Afloramiento: Informe Técnico Petroproducción No. 016- PPG-96, Guayaquil.
- MAROCCO R., RIVADENEIRA M., BABY P., VALDEZ A. and MEDINA G., 1997, La Formación Tiyuyacu, Serie Sinorogénica (Norte del Oriente Ecuatoriano): VI Simposio Bolivariano, Cartagena de Indias, Colombia.
- MINSTER J. and JORDAN T., 1978, Present-Day Plate Motion: Journal of Geophysical Research, v. 83, p. 5331-5354.
- PARDO A., 1982, "Características Estructurales de la Faja Subandina del Norte del Perú", ponencia presentada en el Simposio sobre exploración petrolera en las cuencas subandinas.
- PETROTECH, 1995, Interpretación sísmica del área ubicada entre Lago Agrio y Culebra: Informe Técnico Petroproducción No. PPR-GF-242, Quito.
- PILGER R., 1984, Cenozoic Plate Kinematics, Subduction and Magmatism: South American Andes: Journal of the Geological Society of London, v, 141, p. 793-802.
- RIVADENEIRA M. and H. SANCHEZ CH, 1989, Consideraciones Geológicas del Preaptense de la Cuenca Oriente: Sexto Congreso Ecuatoriano de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleo y Geotécnica, p. 214-252.
- RIVADENEIRA M., 1994. Los Reservorios Calcáreos de la Cuenca Oriente Ecuatoriana. V Congreso Brasileiro de Petróleo 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.
- RIVADENEIRA M, BABY P., CHRISTOPHOUL F. 1998. Análisis de algunas Formaciones Cretácicas y Terciarias del Subandino Norte y de la Zona de Nuevo Rocafuerte. Síntesis Geológica y Nuevas Ideas. Informe interno de Petroproducción e IRD.
- ROMEUF N., AGUIRRE L., SOLER P., FÉRAUD G., JAILLARD E. and RUFFET G., 1995, Middle Jurassic Volcanism in the Northern and Central Andes: Revista Geológica de Chile, v. 22, p. 245-259.
- ROSETO J., 1997, Estructuras y Etapas de Deformación de la Zona Subandina en el Nororiente Ecuatoriano (Entre 0° 10'S y 0° 50° S), Tesis de grado inédita.
- SHANMUGAN G., POFFENBERGER M. and TORO J., 1998. Tide-Dominated estuarine Facies in the Hollin and Nao ("T" and "U") Formations (Cretaceous), Sacha Field, Oriente Basin Ecuador. 1998 AAPG Annual Convention Abstract Salt Lake City, Utah. May 17-28, 1998.
- SOUZA CRUZ C., 1988. Cretaceous Sedimentary Facies and Depositional Environments, Oriente Basin Ecuador. III Congreso Andino de la Industria del Petróleo.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1991. Shushufindi-Aguarico. Estudio de Yacimientos. Volumen 1 (de dos). Informe no publicado, preparado para Petroproducción.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1994. Estudio de Simulación Matemática de los Yacimientos en el Campo Parahuacu. Informe no publicado, preparado para Petroproducción.
- SSI (SCIENTIFIC SOFTWARE INTERCOMP), 1994. 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. and KAWASHITA K., 1989, A review of the Geochronology of the Amazonian Craton: Tectonic Implications: Precambrian Research, v. 42, p. 213-227.
- TSCHOPP H., 1953, Oil Explorations in the Oriente of Ecuador AAPG Bulletin, v. 37, p. 2303-2347.
- VALDEZ A., 1997, Reinterpretación Sedimentológica Estratigráfica de la Formación Tiuyacu y su Relación con la Tectónica del Terciario Inferior. Tesis inédita de grado.
- WHITE H., SKOPEC R., RAMIREZ F. 1995. Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations Western Oriente Basin, Ecuador. AAPG Memoir 62. Petroleum Basins of South America, pp 573-596.
- WHITE H. and BARRAGAN R. 1997. Reservoir Characterization of the Napo Formation Oriente Basin, Ecuador. Napo "T" Sandstone Facies. Informe no publicado de Oryx.

“En la mañana del 13 aconteció que el tiempo estaba claro y antes de que cayera la niebla nos proporcionó la visión de un panorama de salvaje belleza. Al este, a 18 millas de distancia se levantaba el gran cono del Sumaco, descollando a una altura de 12,486 pies sobre el nivel del mar. A la derecha de éste era una vasta extensión de florestas tropicales...” (Sinclair J.H., 1929).

“El petróleo que se encuentra en esta área tiene probablemente su origen en el calcáreo del Napo, que consiste en calizas y pizarras marinas sumamente fosilíferas, de edad cretácea y que, dondequiera que afloran, exudan petróleo. En los estratos superiores de la arenisca Hollín este petróleo puede haber pasado, lateralmente, del calcáreo Napo, que es adyacente en toda la longitud de los flancos del anticlinal del Napo. Las exudaciones de la base de la arenisca del Hollín sugiere la posibilidad de traslación hacia arriba desde los lechos orgánicos no aflorados”. (Sinclair J.H. y Wasson T. 1927).

DERECHOS DE AUTOR
PARTIDA DE INSCRIPCIÓN No. 012881
Petroproducción - IRD
ISBN - 9978 - 40 - 895 - 9



**Una producción de la Unidad de
Relaciones Institucionales de PETROECUADOR
e IRD (Institut de Recherche pour le Développement)
Mayo - 1999**