

## SISTEMAS PETROLEROS DEL GRAN CAMISEA SUR DE LA CUENCA DE UCAYALI. PERU

Alfredo Disalvo<sup>1</sup>, Juan Chung Ching<sup>2</sup>, Federico Seminario<sup>3</sup>, José Luquez<sup>4</sup>, Marcelo Arteaga<sup>5</sup>,  
Johnny Gabulle<sup>6</sup>, Sean Davis<sup>7</sup>, Kiko Valencia<sup>8</sup> y María Beatriz de Santa Anna<sup>9</sup>

<sup>1</sup> Pluspetrol S. A., Buenos Aires, Argentina, adisalvo@pluspetrol.net

<sup>2</sup> Pluspetrol Perú Corporation, Lima, Perú, jchung@pluspetrol.net

<sup>3</sup> Pluspetrol S. A., Buenos Aires, Argentina, fseminario@pluspetrol.net

<sup>4</sup> Pluspetrol Perú Corporation, Lima, Perú, jluquez@pluspetrol.net

<sup>5</sup> Pluspetrol S. A., Buenos Aires, Argentina, marteaga@pluspetrol.net

<sup>6</sup> Pluspetrol Perú Corporation, Lima, Perú, jgabulle@pluspetrol.net

<sup>7</sup> Pluspetrol S. A., Buenos Aires, Argentina, sdavis@pluspetrol.net

<sup>8</sup> Petrotech Peruana S. A., Lima, Perú, kvalencia@petro-tech.com.ar

<sup>9</sup> Pluspetrol S. A., Buenos Aires, Argentina, mdesantaanna@pluspetrol.net

**Abstract.** The Great Camisea petroleum systems. South Ucayali Basin. Perú.

Gas and condensate accumulations of the Gran Camisea Area have their origin in Paleozoic source rocks of the Ambo Group with probable additional contribution of the Cabanillas Group. The Ene and Shinai units are speculatively considered minor source rocks. The present day maturation status in the anticline positions spans different stages of hydrocarbon generation from mid-maturity to slight overmaturity. Hydrocarbon generation and expulsion occurred during the Andean Orogeny synchronically with the traps formation, typically four way closure anticlines covering tens of square kilometers. The large thrusting which produced these structures also provided the hydrocarbon migration conduits. The distribution of gas condensate in the different reservoirs is controlled by smaller accommodation faults. Reservoirs are constituted by Upper Paleozoic and Cretaceous siliciclastic rocks. Due to their considerable thicknesses and good petrophysical properties these rocks allow the accumulation and production of huge quantities of hydrocarbons.

The large volume of mature source rocks and the efficient migration system coupled with the excellent reservoir quality make the "Gran Camisea" region being one of the most prolific hydrocarbon provinces of South America.

## INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Ucayali es una cubeta de antepaís subandina originada por la carga tectónica producida por el levantamiento de Los Andes y que ha recibido más de 3000 m de espesor de sedimentos durante el Terciario y el Cuaternario (Figura 1). Está limitada hacia el Este por el escudo Precámbrico Brasileño, hacia el Oeste por la Cordillera Oriental, donde afloran rocas precámbricas, paleozoicas, mesozoicas y los sedimentos más recientes se depositaron sólo en valles y pequeños espacios intermontanos. Por el Norte, está separada de la Cuenca de Marañón

**Figura 1. A: Mapa de Ubicación mostrando la Cuenca de Ucayali y sus límites. En amarillo se remarca el Gran Camisea. B: Detalle del Gran Camisea, mostrando sus principales alineaciones anticlinales y los pozos exploratorios perforados.**

por el Arco de Contaya. Hacia el Sur, se divide de la Cuenca Madre de Dios por el Arco de Fitzcarrald, alto antiguo donde las rocas cretácicas y terciarias se acuñan y terminan.

En este trabajo se describe la parte sur de la cuenca de Ucayali, donde la intensa actividad exploratoria y de producción de hidrocarburos desarrollada a partir de los años 80, permite la caracterización de los elementos que constituyen el sistema petrolero. El resto de la cuenca, si bien tiene características comunes con la parte Sur, presenta también importantes diferencias con respecto a los elementos que constituyen los sistemas petroleros. Además la falta de datos hace que el grado de incertidumbre para caracterizarlos sea mucho mayor.

La historia de exploración y explotación de hidrocarburos en el Gran Camisea y sus alrededores puede dividirse en cuatro etapas.

La primera etapa fue previa a los años 80. Compañías como Petroperú, International Petroleum así como otras entidades oficiales, realizaron trabajos de geología de superficie y recolección de muestras para su caracterización estratigráfica y geoquímica. Estas tareas regionales tuvieron como objetivos el estudio de los componentes esenciales de los sistemas petroleros y establecer características comunes con otras áreas más conocidas del Perú. Los hechos importantes logrados en esta etapa son: la delineación de las mayores estructuras, la identificación de probables rocas generadoras y la búsqueda de manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

Durante la década del 80 comenzó la segunda etapa donde la compañía Shell Exploradora del Perú (SEDP) realizó una agresiva y sistemática búsqueda. Las tareas de exploración consistieron en la realización de cientos de kilómetros de sísmica 2D, la perforación de seis pozos y múltiples estudios de la geología del petróleo en el área. El primer pozo se perforó en 1983, en el anticlinal de Sepa (Figura 1), la más grande y simple estructura del área. A pesar de que sólo se encontraron algunos barriles de petróleo en rocas carboníferas, este sondeo confirmó la presencia de un sistema petrolero activo. A su vez, se descubrieron grandes espesores de rocas capaces de generar hidrocarburos así como rocas reservorio de excelente calidad.

Estos datos positivos condujeron a la perforación de un segundo pozo, en el año 1984, que fue ubicado en otra estructura de grandes dimensiones: la alineación Anticlinal de San Martín. El sondeo permitió descubrir importantes cantidades de hidrocarburos en reservorios Paleozoicos y Cretácicos. Pero a diferencia de lo esperado, el fluido descubierto no fue petróleo sino gas condensado. Para confirmar el hallazgo se realizó el pozo Segakiato 1x en la misma estructura, que tuvo iguales resultados que el sondeo anterior.

El cuarto pozo fue perforado en otra estructura de características semejantes a San Martín: el Anticlinal Cashiriari. Los resultados fueron mejores aún. Con cientos de metros mineralizados en reservorios de gran porosidad y permeabilidad. Este sondeo confirmó las bondades del área en general y del sistema petrolero en particular (van Geuns, 1997).

Luego se perforó un nuevo pozo, Mipaya 1x, en el sector noroeste de la alineación San Martín. El sondeo mostró acumulaciones solamente en los reservorios inferiores. El hecho de que los reservorios más superficiales no encontraran hidrocarburos dio lugar a la suposición de que la gran estructura de San Martín era, en realidad, una alineación de anticlinales de menor tamaño, aislados unos de otros por sillars estructurales de algunos cientos de metros de relieve, poco visibles con geología de superficie y un mallado sísmico disperso.

Posteriormente se densificó la sísmica 2D y se perforaron tres pozos en las acumulaciones más promisorias: Cashiriari y San Martín. Dichos sondeos tuvieron como objetivo delimitar los descubrimientos y corroborar si las acumulaciones de gas podían tener un anillo periférico de petróleo. Estos

pozos constataron casi todos los límites de las acumulaciones y desmintieron la existencia de anillos de hidrocarburos líquidos (SPDP, 1998a).

Simultáneamente la compañía Chevron, que poseía los derechos de exploración de los bloques vecinos, desarrolló una campaña de sísmica 2D con la cual pudo definir estructuras semejantes a las ya perforadas pero más pequeñas y profundas. Además, llevó adelante un exhaustivo trabajo de caracterización de las trampas, los reservorios y el probable fluido acumulado.

Esta etapa culminó a fines de la década del 90, con la perforación, por parte de la compañía Shell, de un nuevo pozo de exploración denominado Pagoreni, ubicado entre los pozos de Mipaya y San Martín. Dicha perforación tuvo por resultado el descubrimiento de otras acumulaciones con los reservorios llenos de gas. Sin embargo, los contactos gas-agua fueron diferentes a los encontrados en Mipaya y San Martín ratificando la hipótesis de que existían diferentes campos dentro de la misma gran alineación estructural.

Por motivos que escapan a los fines de este artículo, ambas compañías desistieron de continuar trabajando en la cuenca.

Fue a partir de este momento que se inicia la tercera etapa en la historia del "Gran Camisea". La premisa fue demostrar que acumulaciones encontradas en zonas tan remotas y sensibles desde el punto de vista cultural y ambiental, podían ser explotadas con beneficios positivos para las comunidades nativas, el estado peruano y las compañías que asumieran el desafío de ponerlas en producción. La condición de no afectar un medio ambiente tan vulnerable constituyó el gran reto y fue aceptada como una norma *sine qua non* para que el proyecto fuera viable.

En el año 2001, luego de una licitación internacional, un consorcio de compañías lideradas por Pluspetrol S.A. asume el compromiso de realizar las tareas de desarrollo de los campos, perforando pozos en San Martín y Pagoreni, construyendo los sistemas de captación y las plantas de separación de líquidos, en el área. Además se tendió un gasoducto y oleoducto de más de 600 km que cruza la selva, atraviesa la cordillera de Los Andes y llega hasta la costa del Perú. Se construyó también una planta de fraccionamiento para la exportación de subproductos, butano, propano, diesel y naftas de altísima calidad en la ciudad de Pisco y se instaló gran parte de la infraestructura para la distribución de gas industrial y domiciliario en Lima y sus alrededores.

Con el novedoso método *explotación marina en tierra* y un complejo sistema de *producción-separación de líquidos-reinyección de gas*, en tres años fueron concretados todos los compromisos asumidos, causando un impacto altamente positivo en las comunidades nativas sin modificar un medio ambiente tan sensible. Por otro lado, se consiguieron nuevos datos para caracterizar la geología del petróleo, realizando quince pozos de desarrollo, más de 1000 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, obteniendo cientos de metros de testigos coronas y elaborando todos los trabajos descriptivos y de análisis que esta información brindó. Las acumulaciones encontradas fueron delimitadas en detalle y se llevó adelante una minuciosa caracterización de los reservorios. Como consecuencia de ello, se impulsó una excelente planificación en la cual se equilibraron las tareas de producción con las de investigación aplicada.

El resultado de esta etapa temprana de desarrollo fue la producción de más de 500 x10<sup>6</sup> cfgd y 35x10<sup>3</sup> bod y tener un pronóstico de producción de alrededor de 1200 x10<sup>6</sup> cfgd y 85 x10<sup>3</sup> bod para el año 2010 (Lúquez y Disalvo, 2004).

Debido al impacto notablemente positivo que produjo el desarrollo de los yacimientos, nuevas y diferentes compañías adquirieron los derechos de exploración de los bloques vecinos pero contando con las mayores inversiones en infraestructura de producción y transporte ya realizados.

Aquí comenzó la cuarta etapa, que se desarrolla en la actualidad, en donde las tareas de

exploración para comprobar la real potencialidad del “Gran Camisea” son imprescindibles. Un hecho remarcable de esta nueva etapa fue el descubrimiento del campo Kinteroni (Repsol), en el extremo más occidental de la alineación de San Martín conformando otra acumulación independiente. Por otro lado, el consorcio liderado por Pluspetrol S.A. investigó la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en las escamas inferiores con un pozo profundo con resultados no satisfactorios por el momento.

El proyecto de explotación de hidrocarburos en el “Gran Camisea” modificó significativamente la matriz energética del Perú, creando en poco tiempo una nueva región hidrocarburífera de escala mundial en una región de alta sensibilidad, demostrando que el sueño del desarrollo sustentable es posible.

## GEOLOGÍA

### Estratigrafía

Sobre un basamento cristalino, constituido por granitos de edad precámbrica, existen seis ciclos sedimentarios que pueden señalarse como distintos episodios en la historia geológica del área (Figura 2).

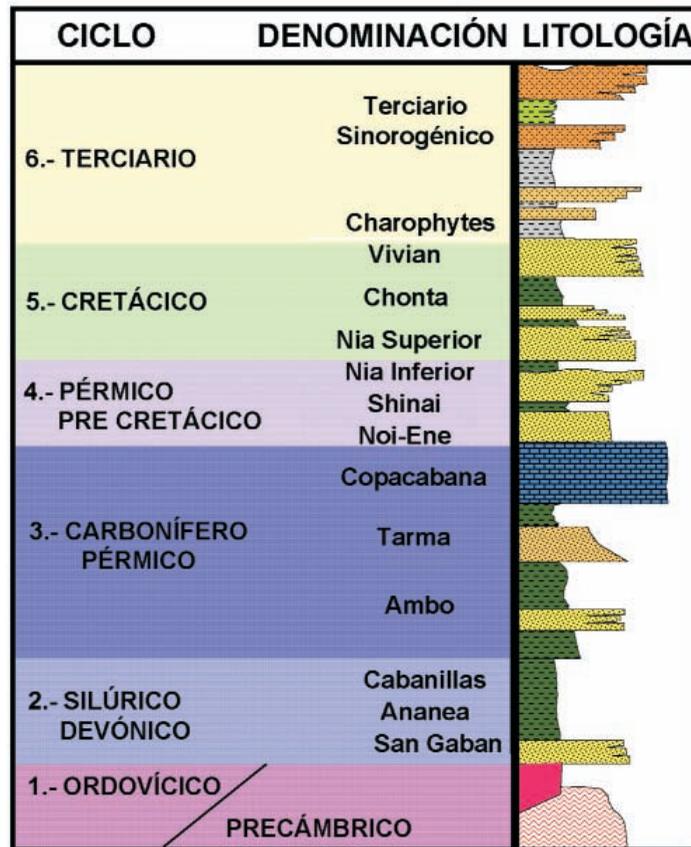


Figura 2. Cuadro Estratigráfico para la región del Gran Camisea, destacando los ciclos sedimentarios, su denominación informal y su litología más representativa.

1.- **Ciclo Ordovícico.** Es el ciclo sedimentario más antiguo y está compuesto por limolitas y areniscas, de colores castaños, con espesores que van de pocos metros a miles de metros. Se apoya en discontinuidad sobre el basamento precámbrico; una discordancia fuertemente erosiva lo limita por el techo. El ciclo tiene geometrías cuneiformes, delimitando hemigrabenes controlados por fallas normales o ligeramente invertidas durante un evento compresivo Paleozoico. Este comportamiento

está claramente expresado en la parte Norte del Gran Camisea donde el efecto de la Orogenia Andina es inexistente y no enmascara episodios tectónicos antiguos. Las rocas son rígidas y en gran parte del área se comportan de manera solidaria con el basamento granítico sin participar de la Orogenia Andina. Junto con las rocas precámbricas configuran el actual basamento económico.

2.- **Ciclo Siluro-Devónico.** Está formado por más de mil metros de sedimentos finos, conocidos como Grupos San Gaban, Ananea y Cabanillas. En su sección basal, existe un conspicuo nivel de tillitas de amplia distribución geográfica, depositadas en ambientes glaciáricos, de edad Ordovícica superior o Silúrico temprano, que equivale a las unidades Zapla o Cancañiri en Argentina o Bolivia, respectivamente. Este evento marca el inicio de la sedimentación del *post-rift*. Luego, comienza la sedimentación fina donde no se observan espesos intervalos de areniscas o cuarcitas, a diferencia de secuencias contemporáneas del Norte de Argentina y Sur de Bolivia, indicando que en Perú, este ciclo fue depositado casi exclusivamente en ambientes marinos distales.

3.- **Ciclo Carbónico-Pérmico inferior.** Es un ciclo heterogéneo constituido por pelitas, lutitas carbonosas, areniscas, calizas y hasta cuerpos de anhidrita que tienen en conjunto más de 1500 m de espesor, denominados como grupos Ambo, Tarma y Copacabana. Sus límites inferior y superior son paraconcordantes. Este ciclo, formado en una secuencia mayor de regresión-trasgresión, cumple un rol muy importante en la formación de las acumulaciones de gas del "Gran Camisea", por lo que será descrito con mayor detalle en los siguientes capítulos.

4.- **Ciclo Pérmico-Precretácico.** Son areniscas y pelitas en bancos de gran espesor, con delgados niveles de calizas y anhidritas intercalados en las secciones finas. Se agrupan aquí las sedimentitas conocidas como Grupo Ene y las formaciones Noipatsite, Shinai y la parte inferior de Nia Kaatsirinkari, los cuales, en conjunto, poseen un espesor de alrededor de 500 m. Con la excepción de su parte basal que contiene fósiles de edad Pérmica, el resto del ciclo carece de fósiles conspicuos que permitan determinar su edad. El límite con el ciclo anterior es paraconcordante. Su límite superior es una discordancia erosiva (informalmente denominada "DBK") con una relación angular de aproximadamente 2 grados que produce la erosión de este ciclo en gran parte del área. Debido a las variaciones bruscas en los ambientes de sedimentación donde estas rocas fueron depositadas, se supone que el ciclo incluye varias discontinuidades. Sus areniscas son importantes reservorios y contienen gran parte del hidrocarburo encontrado en el Gran Camisea. Sus niveles finos son sellos, generalmente de carácter local.

5.- **Ciclo Cretácico.** Se encuentra limitado en su base por una discordancia erosiva que lo superpone a diferentes rocas del ciclo anterior. El límite superior está marcado por paleosuelos múltiples que señalan una importante interrupción en el registro y la separación con el ciclo terciario que se le sobrepone. Esta secuencia fue depositada por un gran ciclo de ascenso seguido de posterior estabilidad, culminando con una suave caída del nivel del mar. Tanto las areniscas basales transgresivas (miembros Nia superior y Basal Chonta) como los depósitos psamíticos originados durante la regresión (Fm. Vivian) constituyen excelentes reservorios. Su parte media es un sello regional (Fm. Chonta).

6.- **Ciclo Terciario.** Está constituido principalmente por las molasas producidas durante el diastrofismo andino. Se divide en dos secciones. La primera fue depositada con anterioridad a que la deformación andina afectara el Gran Camisea y se la conoce como Mb. Charophytes dada la abundancia de estos fósiles en pelitas rojas. Su espesor va de 0 a 400 m y fue datada como Oligocena en los pozos de Cashiriari. Se lo encuentra en paraconcordancia con el ciclo anterior aunque un importante hiato los separa. Su techo es una discordancia que podría llegar a producir su erosión total dejando expuesta la Fm. Vivian (informalmente denominada "DTK"). La segunda sección está compuesta por los sedimentos que se formaron durante y después del tiempo de generación de las estructuras. Su espesor varía desde un máximo de 5500 m hasta erosionarse completamente en la

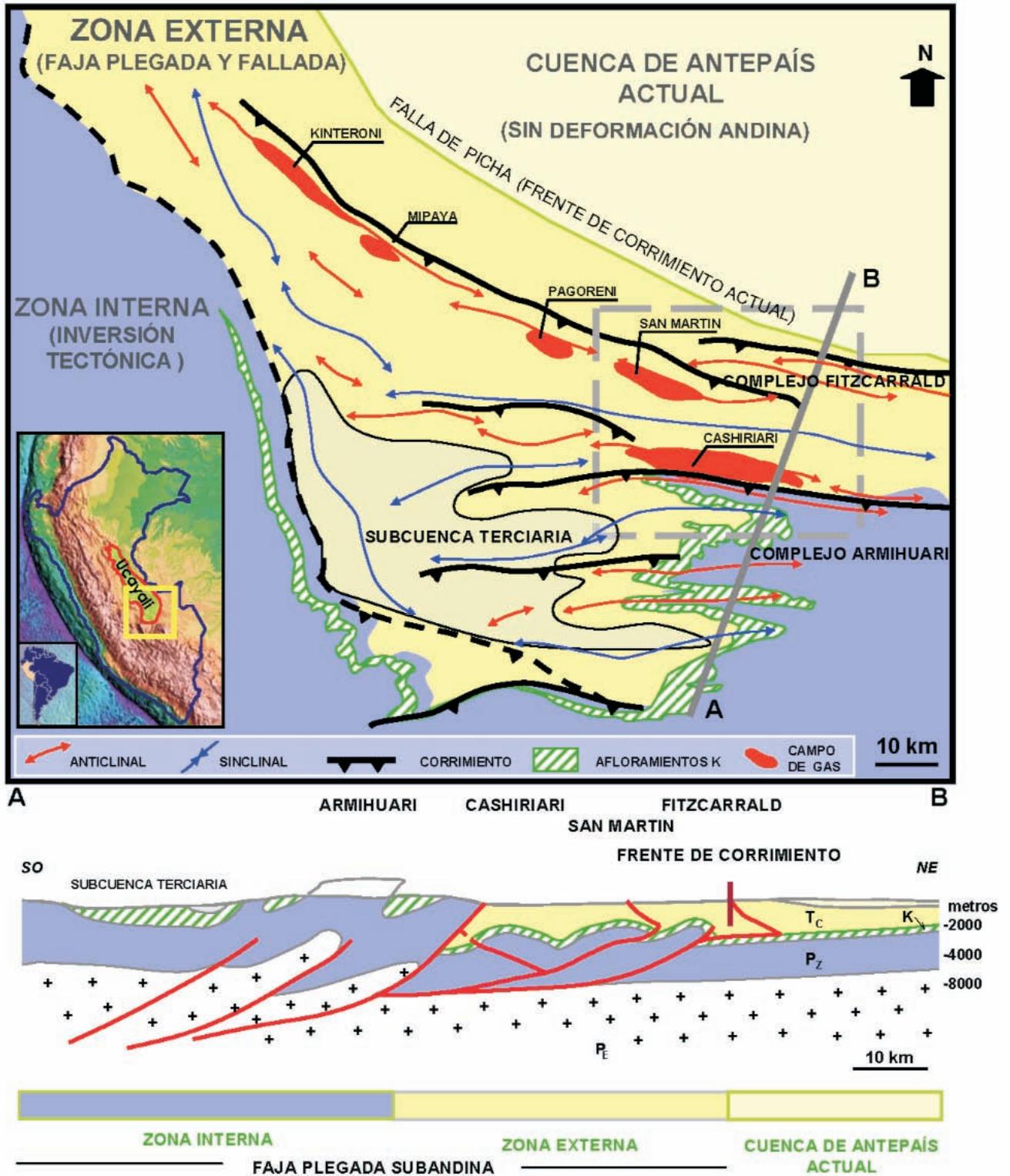


Figura 3. Dominios tectónicos con los principales trenes estructurales y los campos descubiertos. Se destaca la subcuenca aislada de acumulación terciaria.

cresta de algunas estructuras. Esta constituido por litologías que van desde arcillas a conglomerados de colores rojizos. La importancia petrolera de este ciclo esta dada por la sobrecarga que produce. Además, durante su depositación, se generaron las trampas y se produjo la migración de los hidrocarburos.

## Dominios tectónicos

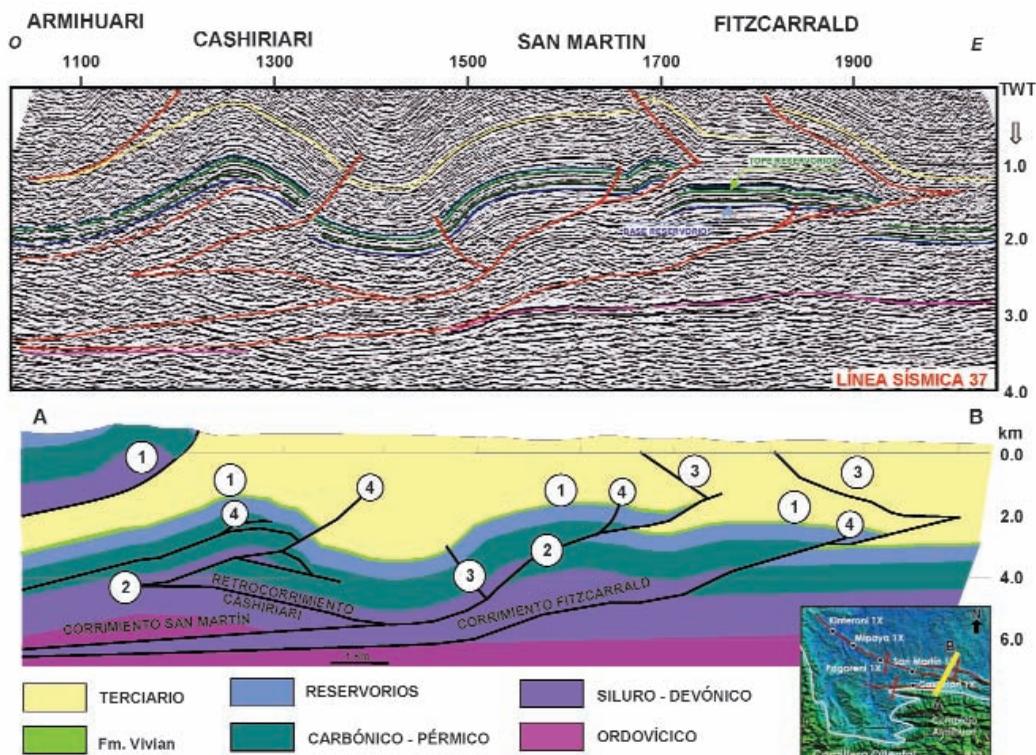
En el área del Gran Camisea, se pueden diferenciar tres dominios tectónicos debido a la deformación que produjo la Orogenia Andina (Figura 3):

**a)** Una zona sin deformación ubicada al norte y noreste, que es la actual cuenca de antepaís. Afloran aquí solamente rocas terciarias y cuaternarias.

**b)** Una zona externa donde la deformación andina es suave. Se caracteriza por sus trenes de anticlinales y sinclinales alargados en dirección SE-NW, dispuestos en forma paralela. Por lo general, estas estructuras afectan solamente a las rocas silúricas y más modernas, formando una verdadera faja plegada y fallada de lámina delgada desvinculada de un sustrato más antiguo por un nivel de despegue basal (Coward, 1983). La topografía actual se encuentra dominada por las estructuras; es por ello que los principales bajos topográficos son los sinclinales donde afloran rocas modernas mientras que las partes altas coinciden con anticlinales y afloran rocas terciarias y cretácicas. Esta zona es en la actualidad la más importante para la industria del petróleo. Por esta razón, se le otorgará un énfasis especial.

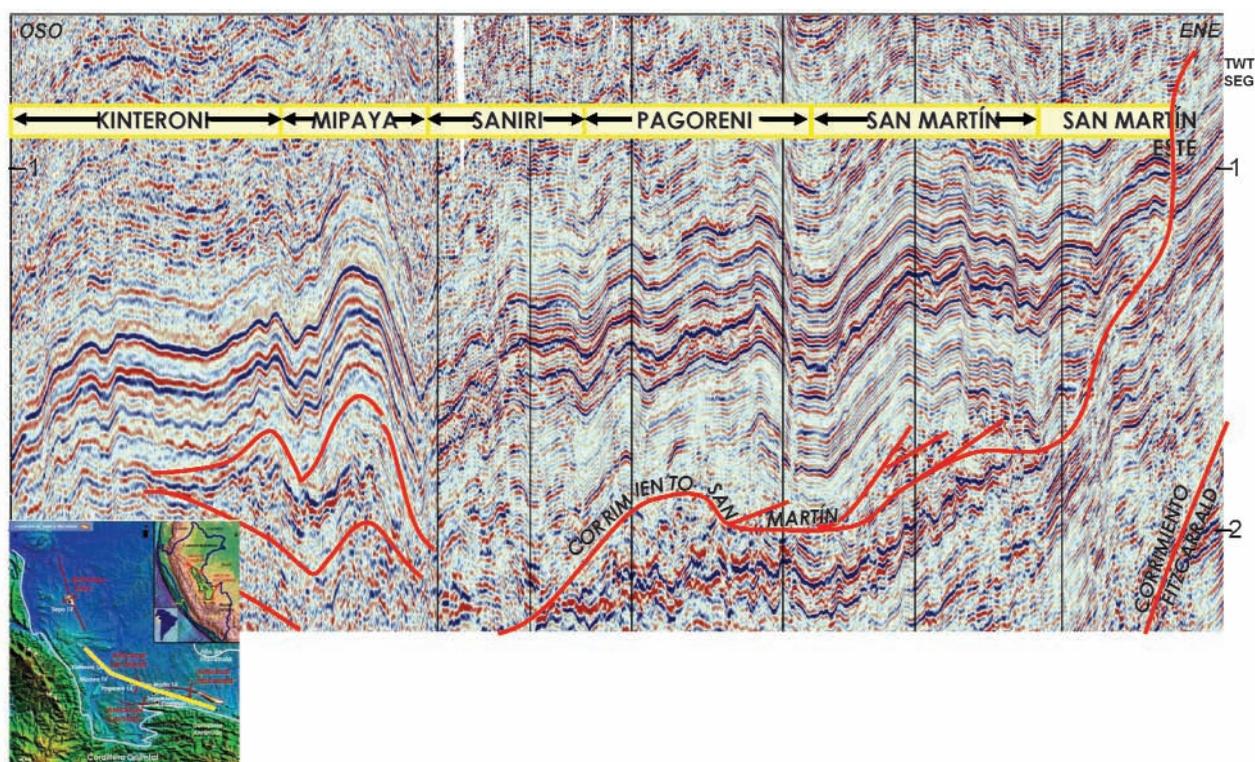
**c)** Una zona interna donde la deformación fue compleja e intensa. Participan en la deformación todas las rocas desde el Precámbrico al Terciario. La Orogenia Andina podría haber causado la inversión tectónica de un episodio distensivo más antiguo. Existe un fuerte control de la estructura sobre el paisaje y afloran rocas desde el Precámbrico al Terciario inferior.

En la zona externa las principales estructuras son anticlinales formados por flexión de fallas inversas, corrimientos de centenares a miles de metros de rechazo (Suppe, 1983). Estos pliegues pueden ser simples cuando están formados por un solo corrimiento, como en el caso del Anticlinal Mipaya, o bien, apilarse dos o más anticlinales cuando se superponen varias fallas formando estructuras imbricadas, como por ejemplo la parte oriental del Anticlinal San Martín (Figura 4).



**Figura 4. Estructuras de la zona externa. Línea sísmica representativa y un corte geológico de la misma donde se muestran los principales tipos de estructuras. 1: Anticlinal formado por flexión de falla; 2: Estructuras imbricadas; 3: Retrocorrimientos; 4: Fallas de Acomodación.**

El plano de falla de los grandes corrimientos puede tener ángulos muy variados de acuerdo al tipo de litología que atraviesen, con diferencias de más de  $15^\circ$ , como sucede con el corrimiento de San Martín. Estas variaciones angulares producen fallas de desgarre oblicuas a la dirección del esfuerzo principal que segmentan el corrimiento. El efecto que ocasiona la partición de los corrimientos sobre los sedimentos que se encuentran por encima es la de formar sillas y crestas secundarias que separan el anticlinal mayor en pliegues menores. Un buen ejemplo de este fenómeno lo observamos en el tren estructural de San Martín, que podemos dividir en varios anticlinales menores como San Martín Este, San Martín, Pagoreni, Saniri, Mipaya, Kinteroni (Figura 5).



**Figura 5. Anticlinales dentro de la alineación de San Martín. Las distintas estructuras se encuentran separadas por sillas formadas por cambios en el ángulo de corte de las fallas.**

Por lo general, en la zona externa, las crestas de los anticlinales están cortadas a lo largo del rumbo por fallas inversas de menor escala que los corrimientos. Estas se formaron con posterioridad al episodio de deformación principal que generó la estructura. Estas fallas tienen algunos cientos de metros de rechazo y se las denomina como fallas fuera de secuencia, *shortcuts* (Morley, 1988) o fallas de acomodación (Mitra, 2002) y son las responsables de configurar la geometría actual de los anticlinales (Figura 4).

Un rasgo característico de la zona externa es la presencia de retrocorrimientos en la sección terciaria. Los grandes corrimientos, al cortar esta sección, cambian su vergencia y se dirigen hacia la zona deformada. Dicho mecanismo impide que la deformación de la faja plegada y fallada se propague hacia el antepaís (Morley, 1986; Vann *et al.*, 1985). Un buen ejemplo lo constituye la “Falla de Picha” que es la expresión superficial del corrimiento San Martín y limita la zona externa en gran parte de la región.

El acortamiento general de esta zona externa no supera el 30% y la deformación evoluciona en “secuencia normal” (Boyer y Elliot, 1982) desde el Suroeste hacia el Noreste (desde la zona deformada hacia la no deformada).

El plegamiento se produjo en varias etapas. Este carácter episódico de la deformación lo demuestran la presencia de fallas fuera de secuencia, las fallas falladas y por último, estratos de crecimiento plegados. Estos episodios de deformación tienen efectos muy importantes en la geometría actual de las trampas y, por lo tanto, en la conformación de las diferentes acumulaciones (Disalvo *et al*, 2003).

La mayor parte de la molasa terciaria no habría sido depositada hasta el momento que comenzó a formarse el Anticlinal Cashiriari, tal como lo demuestran los estratos de crecimiento encontrados en sus flancos. Por dicha razón, los grandes anticlinales nunca estuvieron profundamente enterrados, dato que explica la muy buena petrofísica de las rocas reservorio y el estado de madurez de las potenciales rocas generadoras. Posiblemente esto también sirva para explicar la ausencia de acumulaciones en algunos de los reservorios más superficiales, ya que podrían estar aflorados durante la generación de la trampa, como sucede en la actualidad con la estructura central del tren de Fitzcarrald. Relacionado con la depositación de la molasa terciaria, en la zona central del área se encuentra una cubeta con más de 5000 m de relleno moderno ("*Tertiary sub basin*"), limitada por grandes anticlinales tipo "lomo de ballena" (Figura 4). Su origen estaría vinculado a una zona de acumulación aislada del rift Paleozoico inferior rodeada por estructuras invertidas durante el Terciario.

Por último, en la parte Oeste de la zona externa del Gran Camisea, es posible advertir anticlinales con características diferentes a las encontradas en el resto del área (por ejemplo, el Complejo Armihuari y el Anticlinal Sepa). Estas estructuras por la morfología del pliegue que producen y su apariencia en secciones sísmicas, parecen relacionadas a la inversión tectónica andina de la mencionada cuenca distensiva paleozoica inferior.

## ELEMENTOS ESENCIALES DEL SISTEMA PETROLERO

### Roca Madre

Existen numerosos informes y artículos sobre el origen de hidrocarburos del "Gran Camisea". También varios han sido los intentos que vincularon estas acumulaciones con las posibles rocas generadoras (ver Villar, 2003 para una revisión exhaustiva de trabajos hasta el año 2002). Estos reportes y estudios, algunos fuertemente contradictorios y disímiles entre sí, muestran no sólo una marcada complejidad sino también una gran ambigüedad en la elucidación del origen de estas acumulaciones que, desde el punto de vista geológico, son relativamente simples y uniformes. Entre las más importantes causas de estas incertidumbres se citan:

- A partir de los descubrimientos, el acento de los trabajos se puso en el desarrollo de los campos y no en el origen de los mismos.
- La mayoría de los informes mezclan escalas de trabajo y análisis, con el fin de intentar una explicación única y generalizada, no sólo respecto del Gran Camisea, sino también de todo el sur del Perú.
- Debido a una muy amplia distribución en el tiempo de los estudios, los trabajos analíticos fueron realizados con diferentes tecnologías y grados de resolución, pero también con muestras cuya procedencia y estado de conservación no siempre fue ideal.
- Muestras tomadas en el mismo lugar geográfico e igual intervalo estratigráfico arrojan resultados analíticos distintos en diferentes trabajos. Este fenómeno es de difícil explicación. Posiblemente se deba a la metodología de muestreo, la cual, por lo general, no se aclara en los informes. Mientras que en algunos trabajos se eligió un muestreo sistemático, en otros se implementó un criterio de selección particular con muestras escogidas.

- En el Gran Camisea, la denominación estratigráfica ha cambiado numerosas veces a lo largo del tiempo debido a contribuciones de diferentes autores y criterios de distintas compañías, originando confusión a la hora de evaluar las correlaciones genéticas a partir de los análisis efectuados.
- La mayoría de las interpretaciones de origen han sido elaboradas con muy pocas muestras. Este hecho llega a ser un factor crítico en el análisis de las rocas cercanas a las acumulaciones (sólo dos sondeos atravesaron la mayoría de las hipotéticas rocas generadoras). Para suplir este déficit, los reportes tienden a hacer referencia a áreas lejanas cuya vinculación genética con los yacimientos es, cuanto menos, muy improbable, sino imposible.
- Muchos de los informes no pueden ser revisados de una manera rigurosa dado que no muestran claramente la procedencia de muestreo de las rocas y los hidrocarburos analizados (particularmente en los estudios de correlación genética por biomarcadores).
- La mayoría de los informes analíticos tiene poco o ningún control del ambiente geológico.

Para circunscribir estos problemas, la presente contribución toma como informes de referencia aquellos con datos obtenidos principalmente en la zona de Camisea y sus alrededores (como por ejemplo los diferentes reportes de la compañía Shell desde 1983 hasta 1998, en Villar, 2003), recurriendo a aquellos otros que apuntan a objetivos regionales cuando sea necesario.

Los análisis realizados sobre rocas en los pozos San Martín 1X (Villar, 2002; Figura 6) y Sepa 1X indican que los únicos niveles con capacidad cierta para generar las acumulaciones de hidrocarburos encontradas en el área son las pelitas del Gr. Ambo, no descartándose eventuales contribuciones, siempre en escala muy menor, de la Fm. Shinai, de la parte superior de Noipatsite y del Grupo Ene. La participación hipotética del Grupo Cabanillas es también probable, aunque su magnitud es desconocida.

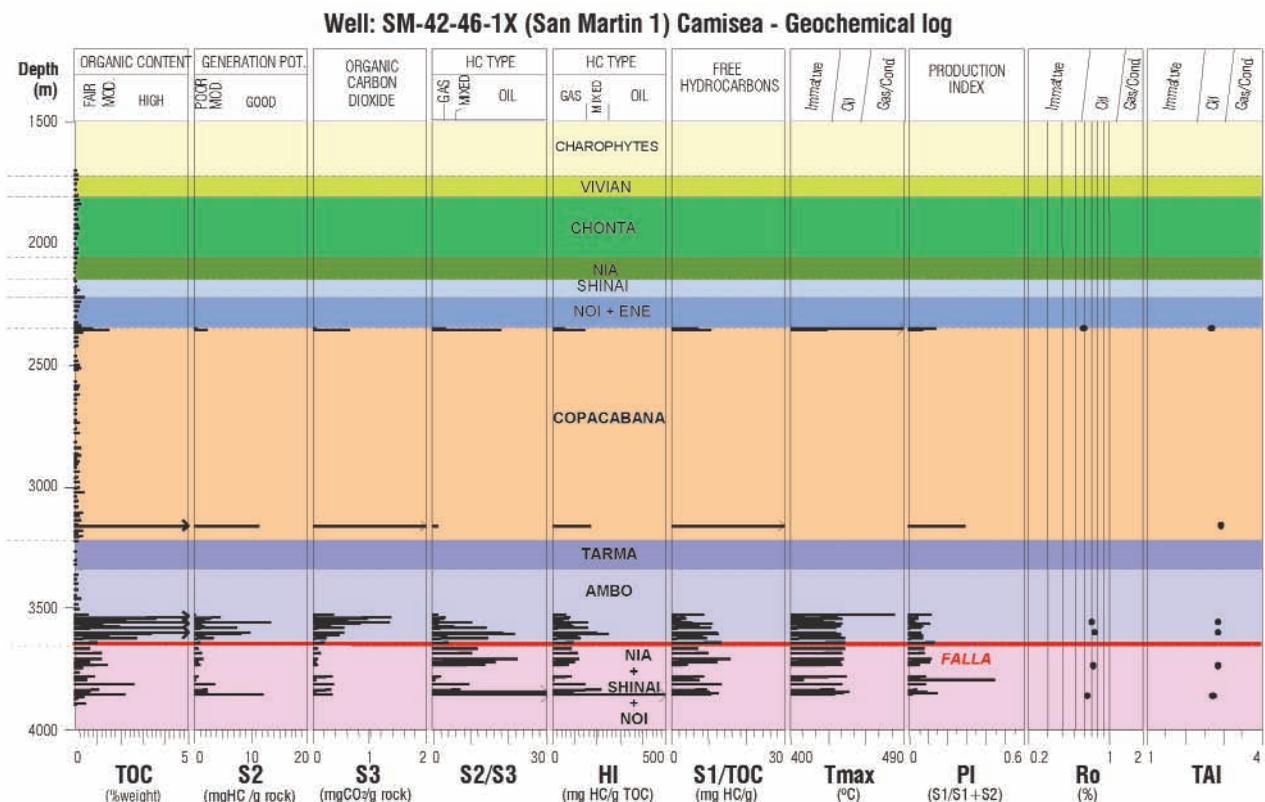


Figura 6. Perfil Geoquímico del pozo SM 1X. Se destacan la importancia del Gr. Ambo, el nulo aporte de las formaciones cretácicas, algunos valores altos aislados en el Gr. Copacabana y valores significativos en Noi y Shinai pero únicamente encontrados en el bloque bajo de la falla.

El Grupo Ambo en la zona de Camisea tiene un espesor importante que se estima en 400 m aproximadamente. Sus valores de COT (Carbono Orgánico Total) en el pozo San Martín 1X oscilan entre 0.6 y 9% (Figura 6), con parámetros Rock-Eval indicadores de buen potencial y querógenos de Tipo II/III a III. Microscópicamente, está dominado por relictos de plantas terrestres en facies de pantanos, con participación menor de componentes amorfos. Conceptualmente, representa una típica sección con capacidad sesgada hacia la formación de hidrocarburos gaseosos. Esta tipificación es compatible con la caracterización a nivel regional para las áreas Ucayali sur y Madre de Dios norte (Figura 7), la cual muestra también presencia de niveles asignables a pelitas carbonosas y carbones. Su valor de SPI (Source Potential Index; Demaison y Huizinga, 1991) se estima entre 7 y 20 toneladas HC/m<sup>2</sup>, indicando un sistema generador con potencialidad de carga alta. La madurez térmica de la unidad en el pozo San Martín 1X está comprendida dentro de la ventana de generación de petróleo. Se conjetura que este nivel de madurez, representativo de la cresta de los anticlinales, constituye un mínimo, asumiéndose que las rocas registran un aumento paulatino de su madurez sobre los flancos de las estructuras y los sinclinales. Los datos de extractos orgánicos confirman su afinidad terrestre y la misma tendencia a generación de hidrocarburos livianos y gaseosos, siendo comparables a los obtenidos en afloramientos cercanos (Pongo de Mainique, Río Camisea, Río Pagoreni, Río Cashiriari, Alto Manu). Un dato de alto impacto es el reportado en informes de Shell (revisados en Villar, 2003) en los que se establece un origen en secciones del Grupo Ambo para los gases de los pozos San Martín, de acuerdo con la similitud de improntas isotópicas entre muestras de gas de reservorio y de gas de laboratorio generado artificialmente en experiencias de simulación de maduración en muestras seleccionadas de la unidad.

En los pozos San Martín 1X, Sepa 1X y Segakiato 1X, delgados niveles de la Fm. Shinai y del tope de la Fm. Noipatisite arrojan valores de COT que oscilan entre 1 y 3% (Villar, 2003). Estos intervalos aislados se intercalan con espesos paquetes conteniendo aporte orgánico prácticamente nulo. Su potencialidad generadora va desde buena a pobre, con tipos de querógeno oscilando entre II y III/IV. Los datos moleculares indican una fuente rica en materia orgánica asociada a carbonatos con contribuciones de bacterias y material terrestre, depositada en condiciones anóxicas y de alta salinidad, con tendencia a generar hidrocarburos líquidos. Desde el punto de vista de su evolución térmica se encuentran en fase temprana de generación de petróleo, dato que puede considerarse de mínima madurez, dada la posición de las muestras evaluadas en la estructura. La eventual contribución de estos niveles a las acumulaciones de gas condensado del área es considerada de carácter limitado, al igual que la de niveles esporádicos y ricos en materia orgánica de muestras escogidas de calizas y pelitas del Gr. Copacabana, de difícil caracterización y muy alta variabilidad.

En algunos informes la parte basal del Gr. Ene es considerada una importante generadora de hidrocarburos, si no la principal. Los datos analíticos del pozo San Martín 1X parecen contradecir esta información, ya que con un muestreo sistemático no se observaron muestras con alto contenido orgánico (Figura 6). Sin embargo, muestras escogidas en Cashiriari 3X y Mipaya 1X arrojaron valores interesantes de COT entre 1.5 y 4%. Algo similar puede decirse de las muestras provenientes de los afloramientos mencionados más arriba donde se han registrado rocas con valores de COT de más de 3 y hasta 6% en la base de la unidad, aunque en todas las secciones analizadas estos intervalos no superan la decena de metros. La caracterización de esta formación desde el punto de vista geoquímico es diversa y ambigua, ya que en numerosos reportes se la considera lacustre-anóxica con querógeno de Tipo I rico en componentes algales y sapropélicos, otros consideran un origen marino con querógeno de Tipo II y registro de algas de tipo tasmanáceas. Otras evaluaciones asumen una posición intermedia y destacan una amplia dispersión en el origen de la materia orgánica acumulada en ambientes que van desde marino a lacustre. Sin embargo, prácticamente todos los estudios coinciden en que las rocas del Gr. Ene son principalmente generadoras de petróleos con alto componente parafínico y también acuerdan en que

térmicamente la unidad se mueve regionalmente entre inmadurez a madurez temprana-media de la ventana del petróleo. Se remarca que en ninguna de las localidades de procedencia de las muestras existió una importante carga de sedimentos terciarios. Respecto de la zona de Camisea, se considera como cuantitativamente menor el posible aporte que pueda haber hecho la unidad a las acumulaciones de gas condensado, asumiéndose que varios de los registros moleculares de “tipo Ene” identificados en los fluidos del área tienen que ver con una incorporación vía “lavado” durante la migración de hidrocarburos livianos y/o contribución marginal de una generación y expulsión desde la roca madre.

Los estudios realizados en el pozo Sepa 1X arrojan valores de COT de entre 1 y 2% para el Grupo Cabanillas. Valores semejantes fueron obtenidos en niveles de afloramientos, caracterizándose su materia orgánica como marina y su tipo de querógeno como III a III/IV con muy bajo contenido de hidrógeno (Figura 7). Las rocas de esta unidad poseen un grado avanzado de madurez térmica a nivel regional, desde madurez tardía a sobremadurez. Se asume que en algún momento de su evolución pudieron haber generado cantidades importantes de petróleo y gas, como lo han hecho rocas contemporáneas de otras áreas de Sudamérica. Su contribución gasífera al sistema del Gran Camisea es materia de especulación no contándose al presente con datos que efectivamente lo comprueben.

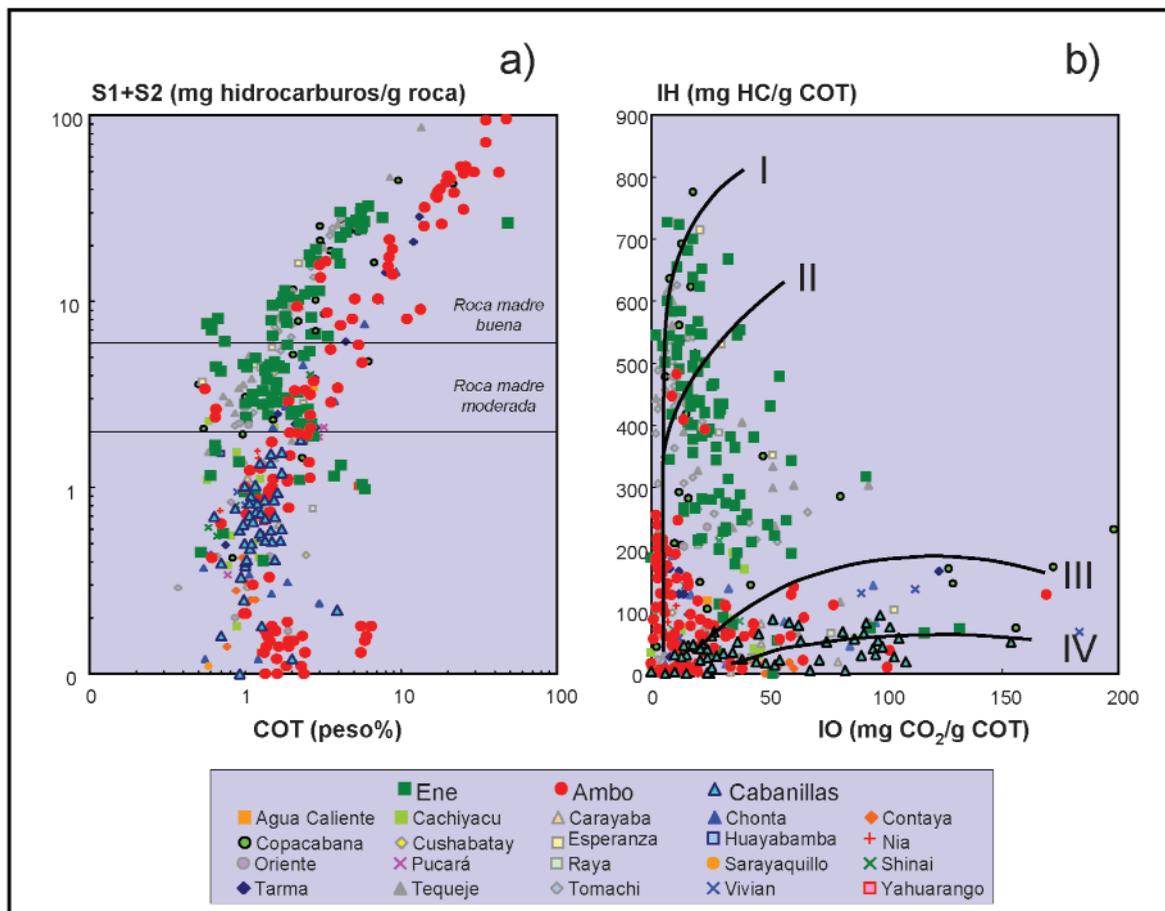


Figura 7. Datos de COT y parámetros Rock-Eval para unidades ricas en materia orgánica en distintas localidades de la Cuenca Ucayali Sur y Madre de Dios norte. Se destacan las formaciones Ene, Ambo y Cabanillas como las de mejor representación en cuanto a su carácter para generar hidrocarburos. a) Picos S1 y S2 de pirólisis Rock-Eval versus COT, denotando los muy altos rendimientos de Ambo, los moderadamente altos de Ene y los regulares-pobres de Cabanillas; b) Clasificación del querógeno según datos de Índice de Hidrógeno e Índice de Oxígeno. Los datos de Ene apuntan a querógenos de tipo I/II a II/III, con dominio de un perfil prolífico para hidrocarburos líquidos. Los datos de Ambo se mueven preferentemente en las tendencias de querógenos II/III a III, con perfil sesgado hacia generación gasífera. Las niveles de Cabanillas, muy posiblemente por alta madurez, presentan bajo tenor de hidrógeno y se distribuyen en el campo de querógenos III/IV.

En síntesis, los estudios realizados en el área de Camisea permiten asegurar que ni los sedimentos cretácicos ni los jurásicos fueron relevantes en el proceso de generación de hidrocarburos, atribuyéndose al Grupo Ambo la principal fuente de hidrocarburos gaseosos del Gran Camisea. Una contribución menor de hidrocarburos líquidos al sistema podría haber sido aportado por las pelitas basales del Grupo Ene y por delgados niveles de la Fm. Shinai. El aporte de gas desde el Gr. Cabanillas (Disalvo *et al.*, 2003) es un aspecto que debe ser investigado, al menos desde el punto de vista teórico (modelado geoquímico 2D y 3D) ya que la posibilidad de acceder a muestras de la unidad en el área de drenaje parece altamente improbable en el futuro cercano.

## Reservorios

Para describir los reservorios productivos del Gran Camisea se utilizó la información proveniente del desarrollo de los yacimientos de Pagoreni y San Martín (Seminaro *et al.*, 2005; Gabulle *et al.*, 2008). También se realizó una recopilación, descripción y análisis de las muestras de los pozos Mipaya y Cashiriari (SPDP, 1998b), además de la revisión de datos obtenidos de afloramientos en los ríos Cashiriari, Mayapo y Pongo de Mainique (SPDP, 1996). El intervalo estudiado tiene un espesor aproximado de 650 m. Los reservorios, desde el más viejo al más joven, son denominados formaciones Ene, Noipatsite, Nia Kaatsirinkari, Chonta y Vivian (Figura 8).

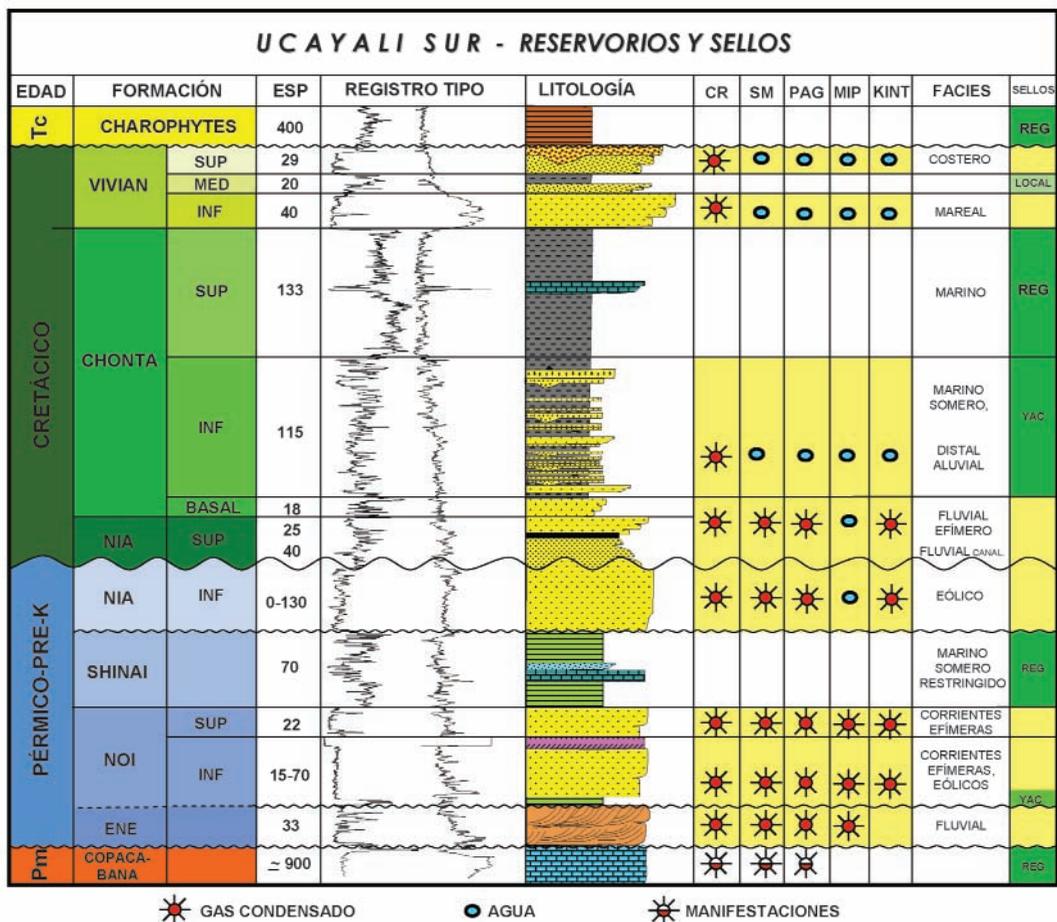
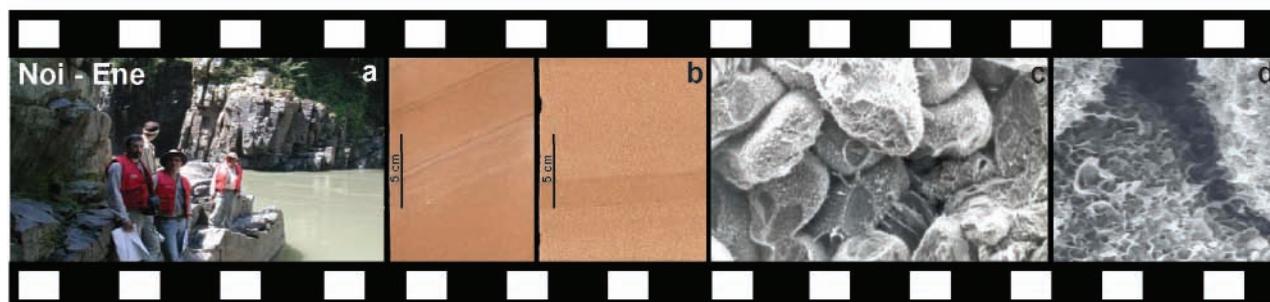


Figura 8. Reservorios y sellos del Gran Camisea. Se indican los fluidos que contienen los diferentes reservorios para cada una de las trampas descubiertas, CR: Cashiriari; SM: San Martín; PAG: Pagoreni; MIP: Mipaya; KINT: Kinteroni. En los sellos REG significa regional; YAC es un sello que separa acumulaciones en un yacimiento. Los espesores son en metros.

El reservorio Ene tiene un espesor entre 30 y 50 m. Su geometría externa es tabular debido a que las variaciones de espesor se producen en largas distancias. Se encuentra compuesto por areniscas finas, blanquecinas, cuarzo-feldespáticas, cementados por dolomita. Intercalan niveles finos y aparecen nódulos de anhidrita. La mala conservación de las estructuras sedimentarias y el aspecto masivo de la arenisca dificultan su interpretación ambiental. Por asociación de facies se las cree depositadas por ríos efímeros. En las acumulaciones de Cashiriari, San Martín y Mipaya, el reservorio Ene presenta porosidades de alrededor de 11% y permeabilidades que varían de algunos hasta 50 mD. En estos yacimientos, forma una unidad hidráulica con el reservorio que se le sobrepone. En la acumulación de Pagoreni, sin embargo, sus propiedades petrofísicas mejoran, alcanzando 15% de porosidad y llegando a producir más de  $50 \times 10^6$  cfgd. En este campo, además, constituye una acumulación independiente, dado que tiene un contacto gas-agua diferente a los demás reservorios (Gabulle *et al.*, 2008).

Inmediatamente por encima del Gr. Ene, aparece un conspicuo nivel de areniscas conocido como Fm Noipatsite. En él se distinguen dos unidades con características diferentes entre sí y separadas por una discontinuidad que representa un hiato importante. La sección basal, denominada Noi Inferior, está conformada por areniscas finas a medianas, bien seleccionadas, de colores que varían del rojizo al naranja. Esta compuesta por cuarzo y feldespatos y líticos subordinados, redondeados a subredondeados (Figura 9). Tanto en afloramientos como en testigos corona se puede advertir una estratificación homogénea entrecruzada de tipo planar, con sets de varios metros de espesor. Las láminas individuales van desde milímetros hasta centímetros y algunas presentan una clara gradación inversa, indicando un ambiente de deposición eólico. El espesor del intervalo varía desde 15 a 65 m.



**Figura 9. Reservorio Ene/Noi. a: Facies de areniscas del reservorio Ene en afloramientos del Pongo de Mainique. b: Coronas del pozo SM 1003: facies de duna con EEC planar en arenas del Noi inferior; Por = 13 y 20%, K = 263 y 850 mD. c: SEM de las coronas de SM1003; mesoporos y granos de cuarzo x150. d: Detalle de la foto anterior donde se muestran los granos recubiertos por película de arcilla x1000.**

Un rasgo distintivo de este intervalo es su geometría externa ondulada, con valles y lomas, informalmente denominada “costillas” por su apariencia en las visualizaciones de los registros sísmicos (Figura 10). Dicha ondulación se produce de manera regular con crestas que tienen 800 m de ancho separados por senos de 3 km. Estas ondulaciones siguen un rumbo NE-SO, tienen decenas de metros de relieve y se extienden por más de 35 km. Esta arquitectura se la interpreta como formada por un campo de dunas tipo erg (Chung *et al.*, 2005).

Las porosidades promedio de dicha formación van de 16 a 21% y su permeabilidad llega al orden 500 mD en sus mejores partes. La productividad de los pozos para este intervalo es muy variable, desde casi sin entrada a más de  $35 \times 10^6$  cfgd. Se supone que ello es debido a las diferentes características petrofísicas de las facies de duna o interduna. En los registros de pozo sus propiedades están enmascaradas por un recubrimiento de illita-esmectita, dolomita y hematita sobre los granos de

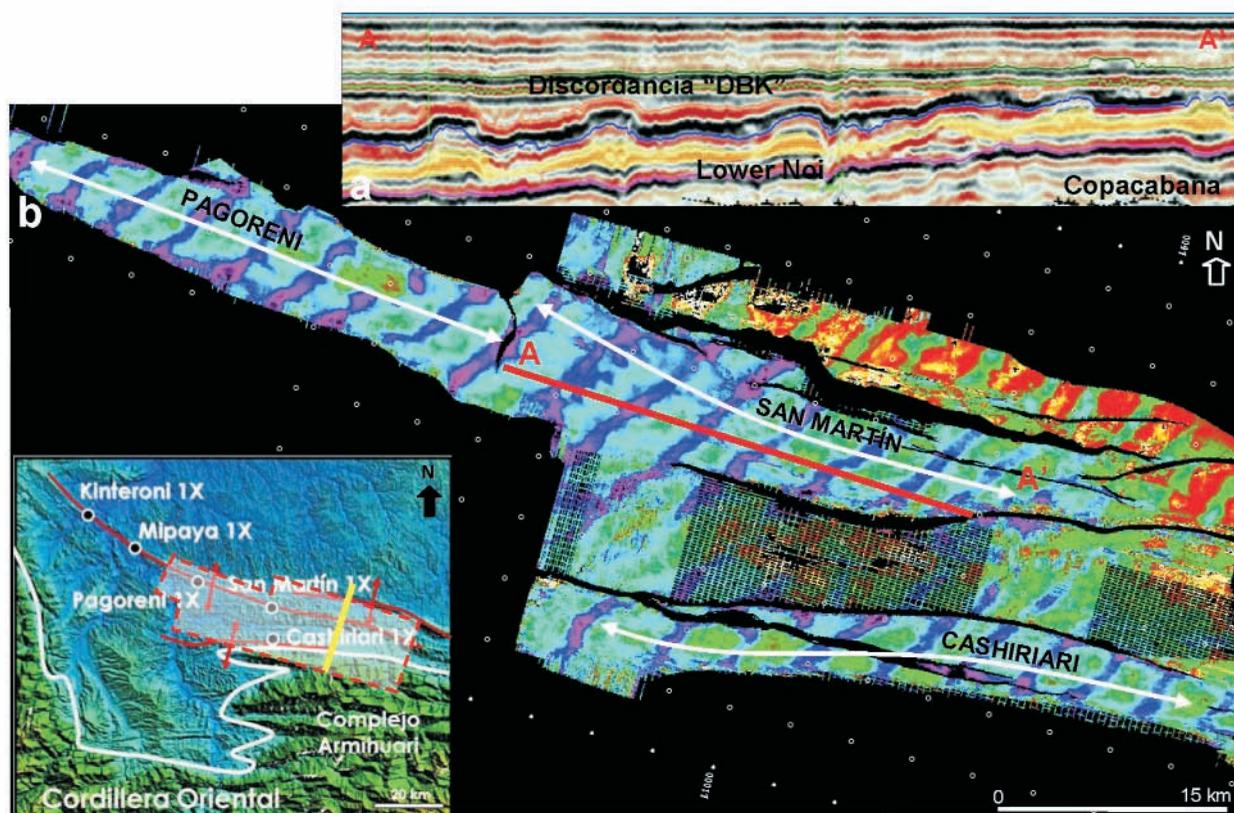
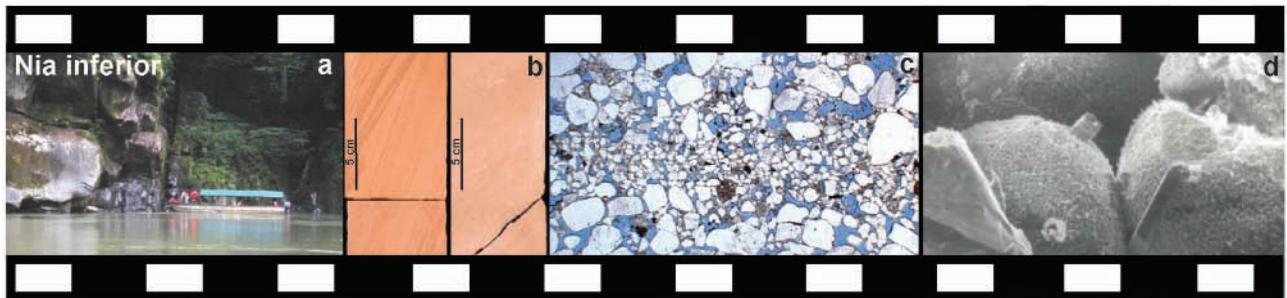


Figura 10. Geometría externa del reservorio Noi inferior. a: Sección sísmica nivelada a la discordancia DBK, donde se ven en detalle las geometrías de dunas e interdunas distribuidas regularmente. b: Extracción de amplitud del tope reservorio Noi inferior, donde se observa el campo de dunas longitudinales.

cuarzo, obteniéndose lecturas menos favorables que las de laboratorio. Posiblemente este recubrimiento temprano común en los ambientes desérticos permitió la conservación del paleo-paisaje de dunas longitudinales (Figura 9).

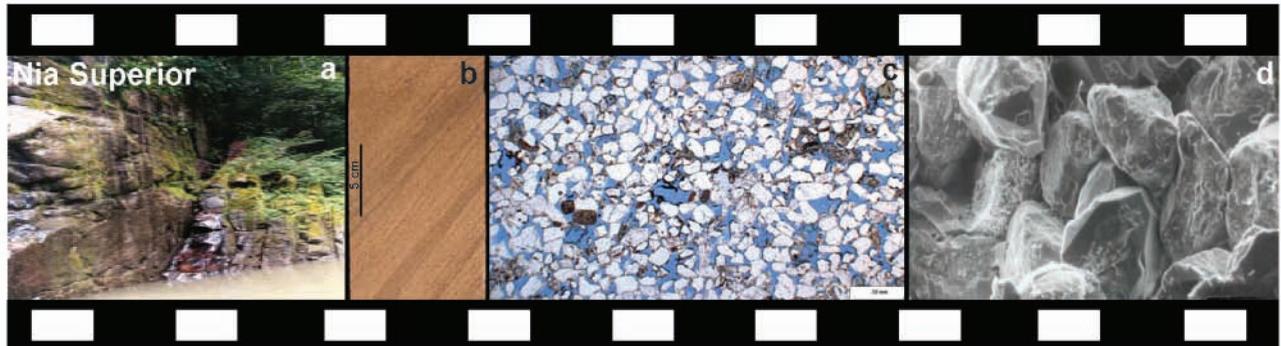
El reservorio Noi superior está formado por areniscas medianas, de composición cuarzo-feldespática, bien consolidada por cementos de distinta composición con un importante crecimiento secundario de cuarzo. Tiene de 30 a 60 m de espesor. Se la considera depositada por ríos efímeros y su porosidad promedio es de 12% y su productividad no es muy buena.

Por encima encontramos los reservorios de la Fm. Nia Kaatsirinkari. Existen dos secciones reservorios: Nia inferior y Nia superior. Ambos están separados por la discordancia angular citada en el capítulo de estratigrafía ("DBK") y en el oeste también por un intervalo de granulometría fina conocido como Nia Pelítico. El Nia inferior está constituido por un espeso intervalo arenoso, donde predominan las areniscas de grano fino, bien seleccionadas y colores rojizos. Son psamitas subfeldespáticas con escaso cemento (crecimiento secundario de cuarzo y recubrimiento hematítico). Tanto en testigos coronas como en afloramientos, se observan sets de estratificación entrecruzada de gran escala. Se interpreta como depositado en ambientes eólicos donde se intercalan *facies* de duna con algunos niveles más finos de interduna seca, principalmente. Sus características petrofísicas son buenas, con una porosidad promedio de 15% y una saturación de agua irreducible del alrededor de 15%. Sin embargo, en los registros de pozo, sus valores se ven enmascarados por un *coating* que recubre los granos de arena. Esta película está compuesta por cristales de hematita, dolomita e illita claramente observadas en secciones delgadas y SEM (Figura 11).



**Figura 11. Reservoirio Nia inferior. a:** Espesas facies de dunas en afloramientos del Pongo de Mainique. **b:** Coronas del pozo SM 1004; facies de duna con EEC planar; Por = 13 y 20%, K = 263 y 850 mD. **c:** Corte delgado de arenisca subfeldespática, con segregación de lamina SEM de las coronas de SM1004; mesoporos y granos de cuarzo con un cristal euhedral de Dolomía y recubrimiento de granos x150.

El reservorio Nia superior tiene un espesor de entre 55 y 85 m y está formado por conglomerados en su base hasta areniscas finas en su tope. La parte inferior esta compuesta por arenitas feldespáticas de muy variados tamaños y composición donde se destacan los clastos pelíticos. Poseen poca madurez textural, escasa matriz y cemento. Con porosidades de entre 15 a 20% y permeabilidades que pueden exceder los 1000 mD. Hacia el techo aparece una arenisca feldespática de alrededor de 25 m de espesor, cuya característica principal es tener una excelente petrofísica, con valores de porosidad de 18 a 20% y permeabilidades de 1000 a 3000 mD. Todo el intervalo puede interpretarse como depositado en sistemas fluviales efímeros que van desde canales de poca sinuosidad y mantos de creciente hasta abanicos terminales arenosos (Figura 12).

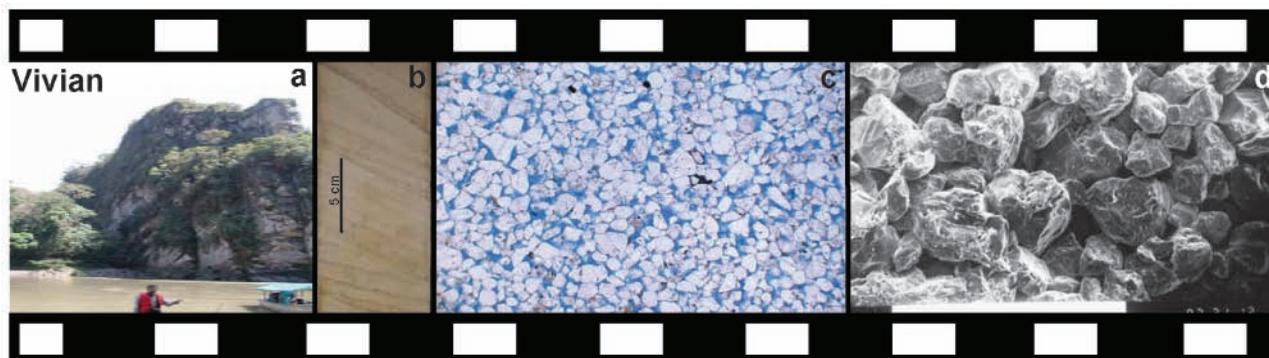


**Figura 12. Reservoirio Nia superior. a:** Facies de lóbulos de ríos efímeros en afloramientos del Pongo de Mainique. **b:** Coronas del pozo SM 1002; arenisca fina con EEC; Por = 24% y K = 950 mD. **c:** Corte delgado de arenisca subfeldespática, fina, bien seleccionada; SEM de las coronas de SM1002; mesoporos, crecimiento secundario de cuarzo y feldespato X200.

Por encima continúa el reservorio Chonta en el que se pueden diferenciar dos niveles: Chonta Basal e Inferior. El primero de ellos tiene un espesor promedio de 17 m y son intercalaciones de areniscas finas a muy finas con lutitas, ambas intensamente bioturbadas. Por lo general muestra pobres condiciones petrofísicas. Chonta inferior está constituido por areniscas finas a muy finas con intercalaciones de pelitas en una secuencia granodecreciente de más de 60 m de espesor. Son areniscas feldespáticas, con 12% de porosidad promedio y 30 a 80 mD de permeabilidad. Ambos intervalos fueron depositados en una planicie costera dominada por mareas que va siendo paulatinamente inundada.

A los reservorios de la Fm. Vivian, en un alarde de creatividad, se los denomina Vivian Inferior y Superior. Están separados por un intervalo fino, pelítico de 35 a 40 m de espesor que como no podía ser de otra manera se lo denominado Vivian Medio. El Vivian Inferior está constituido por areniscas

cuarzosas poco o nada consolidadas, con ocasionales parches de caolinita. Son blancas, de grano medio, subredondeadas, con muy buena selección y gran madurez textural. Se caracteriza por ser altamente friable en los afloramientos. Los cuerpos individuales de arena por lo general no superan el metro y si bien sus contactos son netos no evidencia signos de erosión. La estructura dominante de los cuerpos es la EEC sigmoidal. Existen variaciones granulométricas y de espesor en las láminas que semejan *tidals bundles*, con una marcada bimodalidad en las paleocorrientes. Se las interpreta como depositadas en barras o shoals mareales. Sus propiedades petrofísicas son excelentes con promedios de porosidad de 16% y 400 mD de permeabilidad, aunque son comunes los valores de más de 23% y varios darcys de permeabilidad (Figura 13).



**Figura 13. Reservorio Vivian Inferior. a: Facies de barras mareales en afloramientos del Pongo de Mainique. b: Corona del pozo Cr 2X, facies de areniscas medianas con EEC; Por = 18%, K = 1300 mD. c: Corte delgado de arenisca cuarzosa, bien seleccionada, en azul la porosidad; SEM de las coronas del pozo Cr 2X; mesoporos y granos de cuarzo, escasos parches de caolinita x150.**

Vivian Superior está compuesto por areniscas cuarzosas de colores rosados, con espesores entre 35 y 40 m. En líneas generales, pareciera haberse formado en ambientes semejantes al Inferior pero con una mayor influencia continental hacia su techo. Las características de esta sección se ven enmascaradas por procesos diagenéticos, bioturbación e infiltración de arcillas. Tanto en afloramientos como coronas se observan marcas de raíces y la presencia de paleosuelos. Este fenómeno empobrece las condiciones petrofísicas del reservorio llegando a encontrarse niveles sellos en la parte superior del mismo.

Como conclusión de los reservorios del “Gran Camisea” se puede decir que son de características variadas pero en conjunto son muy espesos y de excelentes propiedades petrofísicas. Esto explica por sí solo los grandes volúmenes de gas encontrados en cada una de las trampas y el excelente comportamiento productivo, ya que algunos pozos podrían producir más de  $2 \times 10^9$  cfgd en su máximo flujo, ubicándose entre los más prolíficos de Sudamérica.

## Rocas Sello

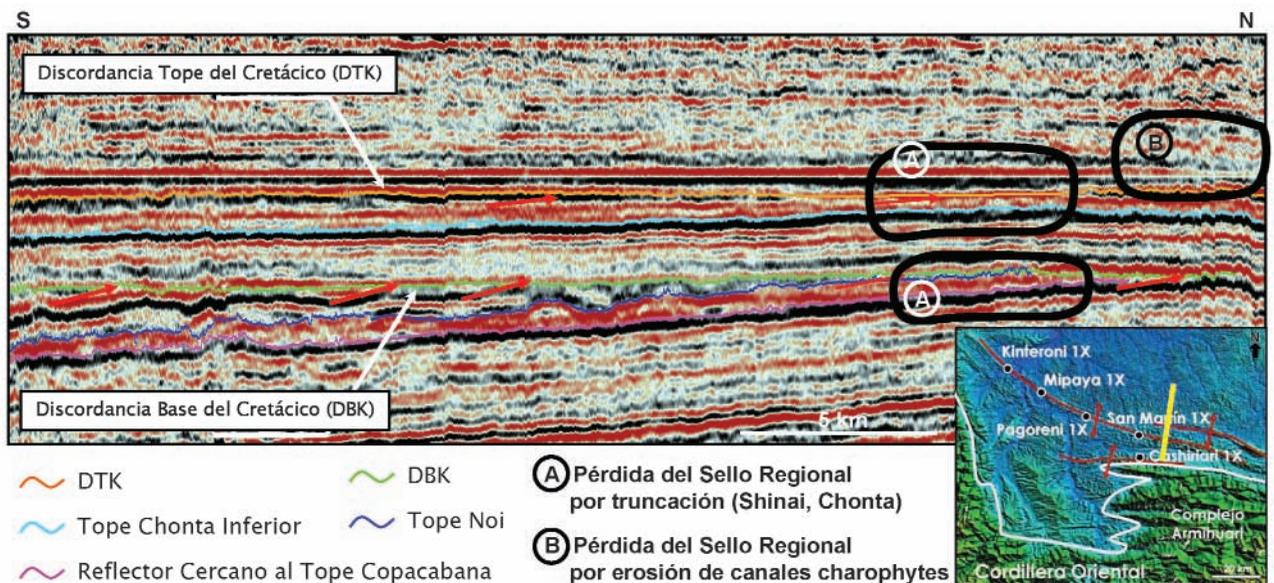
Las rocas que impiden la migración vertical del hidrocarburo son varias y de muy distinta importancia. Algunas solo tienen carácter local y posiblemente tengan alguna influencia durante los tiempos de producción del yacimiento. Otras separan acumulaciones en algunas estructuras pero, por distintas causas, no lo hacen en otras. Existen otros sellos que separan las acumulaciones en casi la mayoría de las estructuras pero fallan en su regionalidad. Por último, existe un sello con verdadero carácter regional, ya que no se ha encontrado ninguna acumulación por encima de él. Esta situación de rocas que son prácticamente impermeables pero que no pueden impedir la migración de hidrocarburos es un efecto común en fajas plegadas y falladas, como el Gran Camisea, donde existen fallas que atraviesan toda o gran parte de la secuencia sedimentaria y pueden actuar de vías de migración independientemente de la permeabilidad de las rocas que atraviesen (Figura 8).

El sello regional lo constituye el Mb. Charophytes en la base del ciclo Terciario. Estas rocas de granulometría fina y colores rojos, varían su espesor desde 400 m hasta desaparecer por erosión en algunas estructuras y han recubierto como un manto a la Fm. Vivian. Se depositaron con anterioridad a que en el área se manifestara cualquier indicio de deformación andina. Según los cálculos que se realizan en las pruebas de integridad y fracturación (LOT) esta formación puede soportar una columna mineralizada de gas de más de 400 m de espesor, como sucede en la estructura de Cashiriari por ejemplo (Sales, 1997).

Segundo en orden de importancia está la Fm. Chonta, constituida por pelitas y lutitas, verdes y grises, con algunas intercalaciones de arcillas calcáreas y delgados niveles de areniscas finas y calizas de colores oscuros. Esta formación sella las acumulaciones de los reservorios de las formaciones Nia y Chonta en casi todas las estructuras productivas del “Gran Camisea”, con la única excepción de Mipaya. Estas pelitas han demostrado, en los ensayos LOT realizados, que son capaces de soportar columnas mineralizadas de mayor espesor que los cierres de las estructuras encontradas.

La Fm. Shinai compuesta de pelitas calcáreas y lutitas de colores rojizos es otro de los sellos de importancia que separa los reservorios de Noipatsite con los de la Fm Nia Kaatsirinkari en los yacimientos de San Martín, Pagoreni, Mipaya y el recientemente descubierto Kinteroni. Sin embargo, se cree que no es sello en Cashiriari, donde pareciera que los reservorios de Nia y Noi tuvieron la misma cota del contacto gas-agua. Esto no implica, en sí mismo, conexión por falta de sello (Figura 14).

Existen también, otros intervalos de menor espesor como por ejemplo los delgados intervalos finos ubicados en el tope del Gr. Ene que demostraron ser sello en algunas estructuras pero fallan en otras. Este fenómeno se observa en los vecinos yacimientos Pagoreni y San Martín; en el primero de ellos las acumulaciones de Ene y Noi han demostrando ser yacimientos independientes. Esto no sucede en el campo San Martín, donde ambos reservorios forman una sola acumulación debido a que en parte de la estructura estas pelitas desaparecen por erosión o no depósito.



**Figura 14. Sección sísmica nivelada a la discordancia DTK, donde se observa cómo DBK erosiona los sellos de Shinai, cómo la discordancia de la base del Terciario trunca a las pelitas de Chonta y por último la erosión local del Mb. Charophytes.**

Existen otros espesos intervalos finos como el denominado Nia pelítico o también el Vivian Medio, que si bien no separan acumulaciones en las estructuras perforadas debido posiblemente a su

desaparición por erosión en algunas zonas de los yacimientos descubiertos, podrían sellar acumulaciones en futuros hallazgos donde estos niveles conserven su integridad (Figura 15).

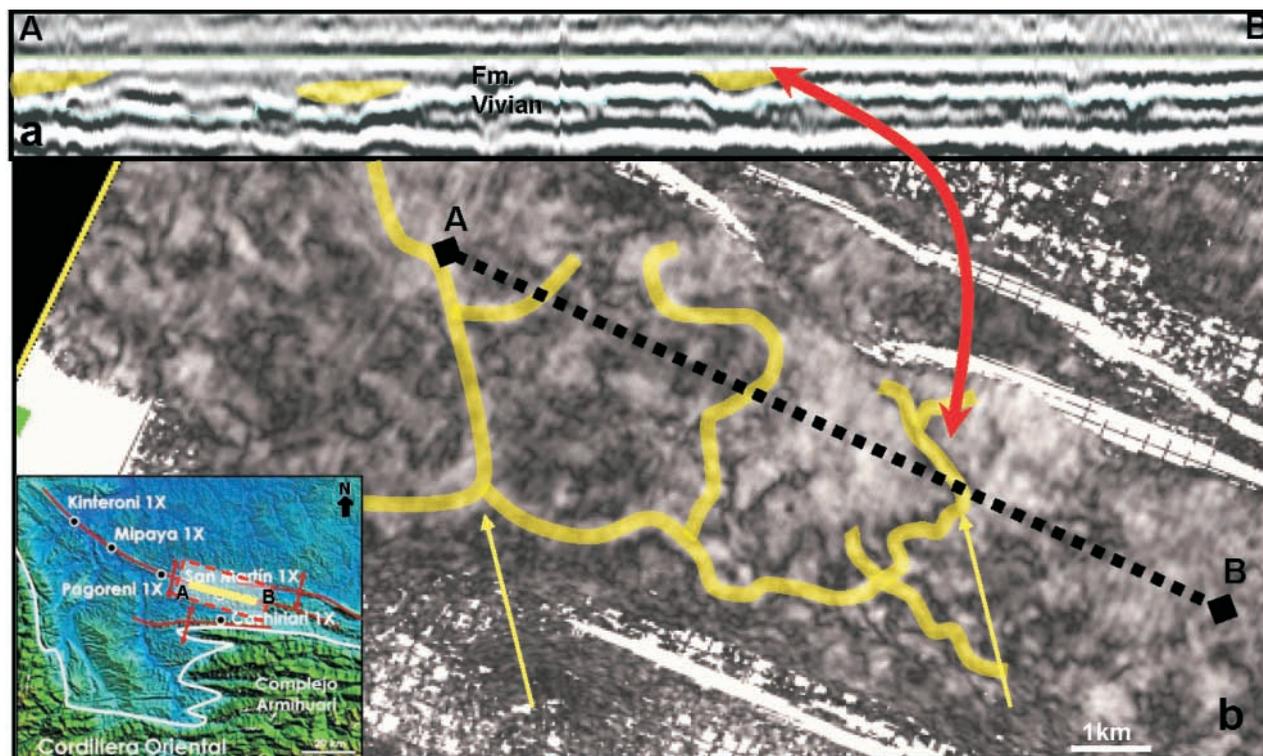


Figura 15. Pérdida de Sello por falta de Integridad. a: Línea sísmica a lo largo de la estructura de San Martín, donde se ven canales del Vivian Superior erosionando rocas sello del Vivian Medio. b: Descomposición espectral a 50 Hz del intervalo Vivian Medio – Vivian Inferior.

Un párrafo aparte merece la Fm. Copacabana. Estas calizas muy cementadas con intercalaciones de pelitas y evaporitas de alrededor de 1000 m de espesor se cree que tuvieron una importancia fundamental en el Sistema Petrolífero del Gran Camisea. Dado su carácter poco o nada permeable, impidió que el hidrocarburo generado en las rocas que la infrayacen se pusiera en contacto con las rocas reservorio que se encuentran por encima, antes de que las trampas se hubieran formado. Esta barrera evitó así una gran dispersión de los hidrocarburos, tanto geográfica como temporalmente.

### Rocas de Sobrecarga

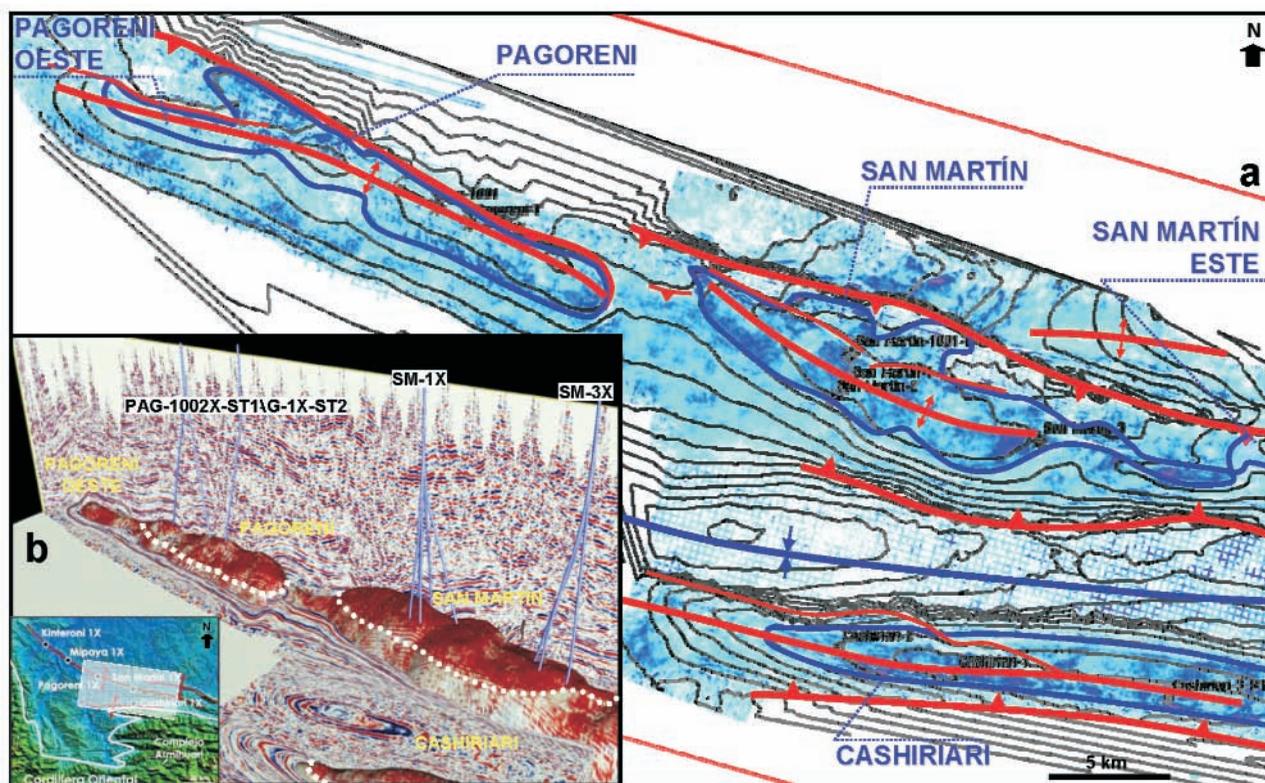
Todas las rocas analizadas en la cresta de los anticlinales están hoy en ventana de generación de hidrocarburos. Sin embargo, para alcanzar la madurez que muestran los hidrocarburos en las acumulaciones de San Martín y Cashiriari, es probable que hayan necesitado de mayor sobrecarga. Este grado de soterramiento se alcanzaría en los flancos de las estructuras, los bloques bajos de los corrimientos, los sinclinales y en general donde el Gr. Ambo esté hoy a más de 4000 m de profundidad. En consecuencia, todas las potenciales rocas generadoras necesitaron del soterramiento producido por la molasa Andina para llegar a su grado óptimo de madurez.

## PROCESOS ESENCIALES DEL SISTEMA PETROLERO

### Formación de trampas

Las trampas de hidrocarburos encontradas hasta la fecha son estructurales; anticlinales cerrados en sus cuatro sentidos. Sus tamaños son del orden de decenas de kilómetros de largo por algunos

kilómetros de ancho. El punto de fuga de la mineralización lo determina la cota donde el pliegue deja de tener cierre en todas sus direcciones (Figura 16). En las acumulaciones encontradas la columna mineralizada varía de 200 a 400 metros.



**Figura 16. Trampas del Gran Camisa. a: Superposición del mapa estructural para el reservorio Nia superior, con la extracción de amplitudes para ese mismo reservorio. Las amplitudes más oscuras siguiendo las curvas estructurales indican gas. b: Representación del cubo sísmico 3D con la extracción de amplitudes para el reservorio Nia superior, las amplitudes más oscuras indican gas.**

La geometría final de las trampas es debida a tres factores de distinta jerarquía. El más importante de ellos es la formación de los anticlinales por las flexuras que producen los corrimientos al cambiar el ángulo con que cortan los estratos (pliegues por flexión de falla) como es el caso del gran anticlinal de San Martín, formado por el corrimiento homónimo (Figura 5). Las estructuras que forman estos corrimientos tienen entre 50 y 150 km de largo con anchos de algunas decenas de kilómetros y relieves estructurales de más de 3000 m. En el Gran Camisea se han reconocido al menos cinco de estos grandes corrimientos con sus anticlinales asociados. Dos mecanismos modifican esta geometría relativamente simple. En primer lugar, la imbricación de dos o más fallas. Esta superposición produce la deformación de la falla estructuralmente más alta y de los estratos que se encuentran por encima de ella, generando fallas y estratos replegados. Un claro ejemplo del fenómeno de imbricación es la parte meridional de San Martín, donde el corrimiento de Fitzcarrald elevó y deformó el hundimiento oriental del gran anticlinal de San Martín, formando una estructura sobreelevada en el Este de San Martín. De los campos encontrados hasta la fecha, San Martín y Cashiriari son claros ejemplos de trampas en anticlinales producidos por la imbricación de dos o más corrimientos. El segundo mecanismo que modifica la geometría original de las trampas es la presencia de fallas de desgarre ya explicadas en el capítulo de ambiente tectónico. Estas fallas son las responsables de originar en los grandes trenes anticlinales varios pliegues de menores dimensiones, con sus ejes desplazados algunos cientos de metros y de formar sillasturales entre ellos (Figuras 5). Cada uno de los pliegues menores tiene su propio punto de fuga y por lo tanto se trata de trampas independientes como es el caso de San Martín y Pagoreni o Mipaya y Kinteroni (Figura 17).

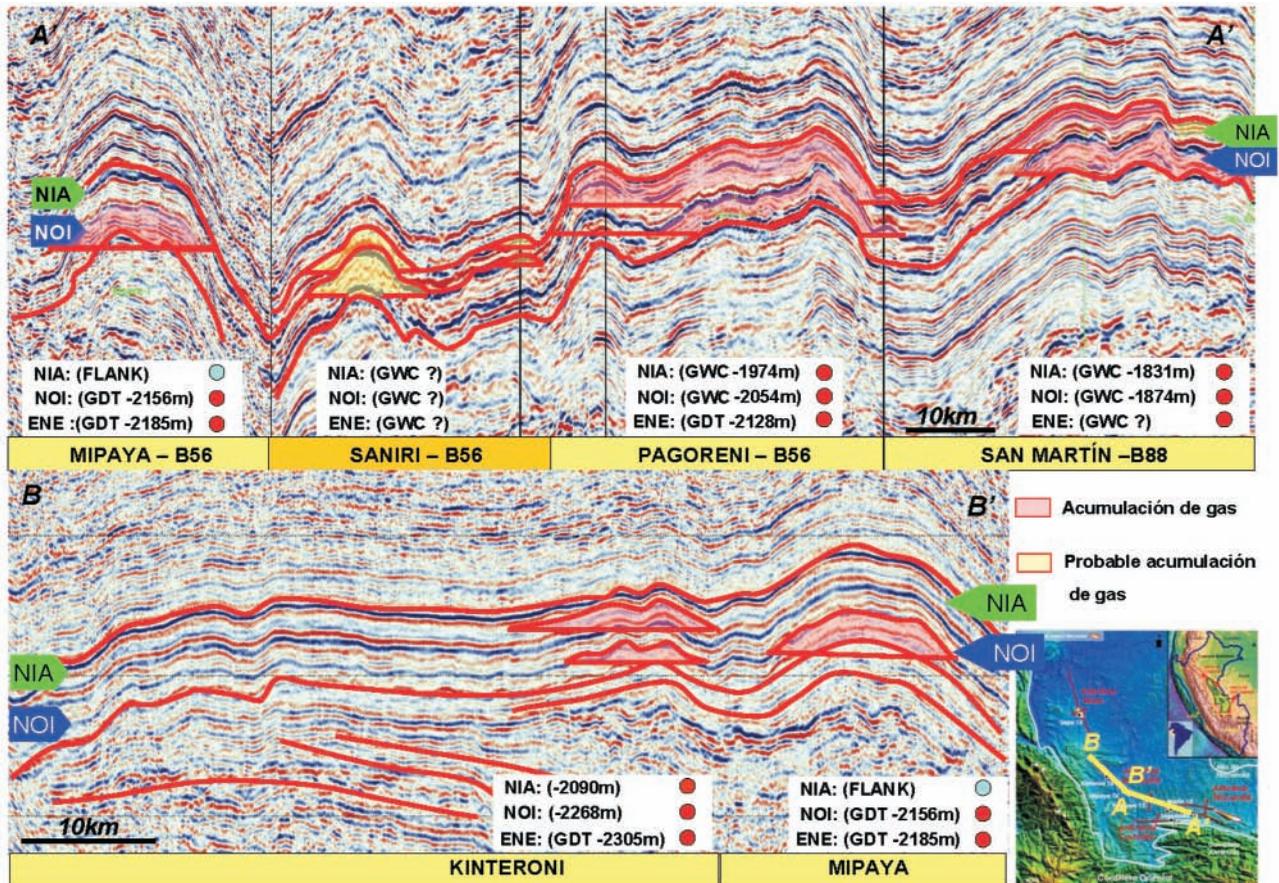


Figura 17. Diferentes acumulaciones dentro de la misma alineación estructural. Se observan dos o tres acumulaciones superpuestas en cada trampa anticlinal. Se destaca la ausencia de gas en Mipaya en el reservorio Nia. El anticlinal de Saniri no fue perforado todavía.

Otros mecanismos que afectan en menor medida la formación de la geometría última de las trampas son:

a) Las mencionadas fallas de acomodación o short cuts en la cresta de los anticlinales que producen relieves de hasta 100 m y no está claro el rol que cumplen como punto de fuga. En las trampas de San Martín y Cashiriari no producen la fuga de hidrocarburos mientras que parecen limitar las acumulaciones de Mipaya y Pagoreni (Figura 16).

b) Para los reservorios Noi y Nia inferior, la presencia de las dunas longitudinales, "costillas" en el Noi inferior, crea un relieve adicional de más/ menos 50 m (Figura 10).

Existen otras probables trampas pero que no han sido evaluadas suficientemente, como por ejemplo los anticlinales en escamas inferiores de las estructuras de imbricación. Estas estructuras presentan características semejantes a las productivas y su origen es similar. Han sido perforadas en los pozos Pagoreni 1006 y San Martín 1X y, en ambos, los reservorios se encontraban con agua. A pesar de ello, estos sondeos no son concluyentes para probar el play ya que fueron perforados muy lejos de la mejor posición en la trampa y la actual resolución sísmica no permite comprobar si se encontraban ubicados dentro de la estructura cerrada (Figura 18).

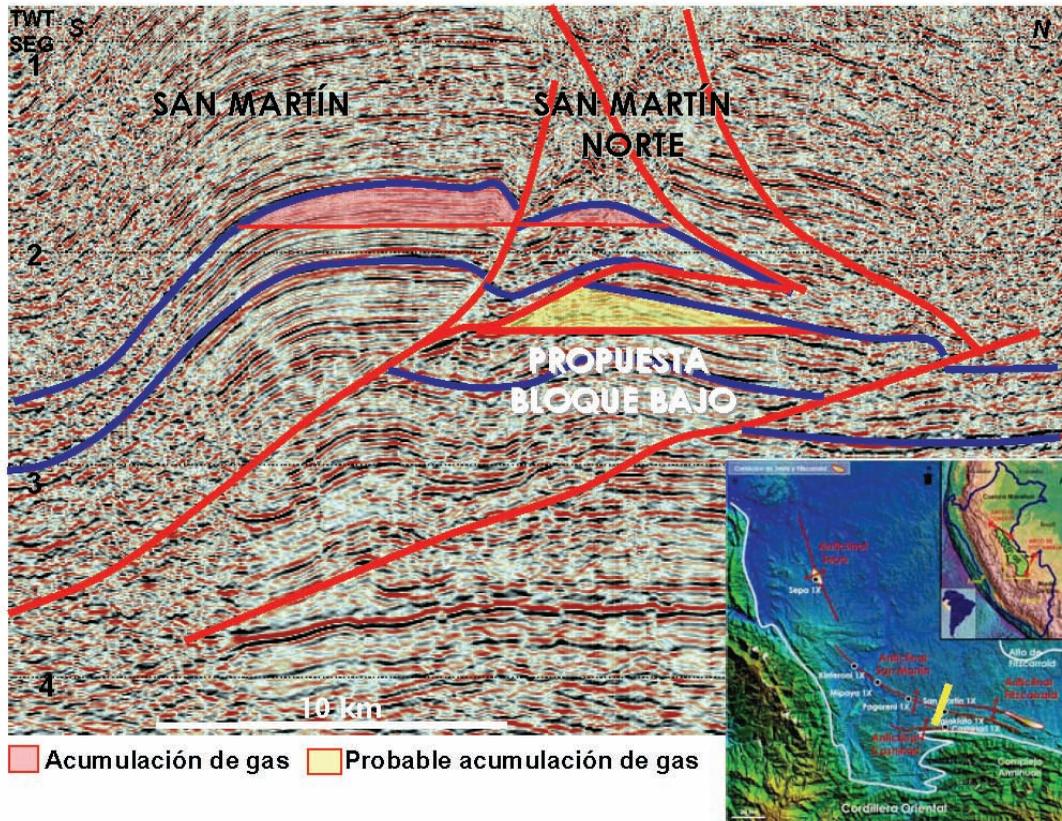


Figura 18. Línea sísmica que muestra el Play Bloque Bajo o Escama profunda. Este play fue perforado no en las mejores posiciones, por lo cual todavía mantiene sus expectativas.

Otro tipo de estructura aún no probada, está representada por los hemianticlinales con uno o más cierres contra falla (Figura 19). Este tipo de play tiene gran importancia dada su alta frecuencia en todo el Gran Camisea (“Repetibilidad”).

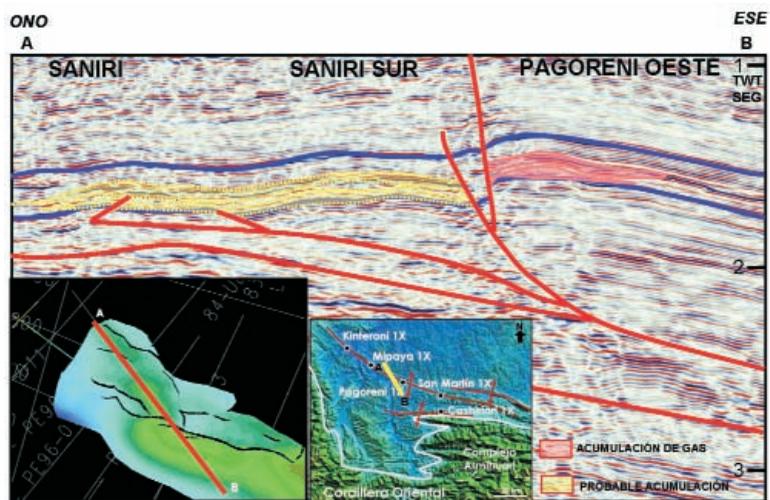


Figura 19. a: Línea sísmica que muestra el play hemianticlinal con cierre contra falla en Saniri Sur. b: Mapa estructural para el reservorio Nia superior de Pagoreni Oeste, Saniri Sur y Saniri.

Por último, cabe citar la presencia de factores estructurales combinados con estratigráficos como causa de entrapamiento. Un ejemplo que deberá ser comprobado es la parte más oriental del

anticlinal de San Martín, donde se interfieren los corrimientos de San Martín y Fitzcarrald. Los sedimentos cretácicos comienzan a subir y acuñarse contra el antiguo alto. Los reservorios Nia superior y Chonta Basal son traslapados por supuestos sedimentos finos de la Fm. Chonta que estarían en contacto sobre los reservorios de Noi inferior y de Ene. Se produce así la discontinuidad de las facies almacén y un cierre estratigráfico hacia el Noreste del anticlinal San Martín Este y el sector occidental del anticlinal de Fitzcarrald.

## **Migración**

Las principales vías de migración son los grandes corrimientos. Estas fallas ponen en contacto las rocas generadoras con los reservorios ya que ambos se encuentran separados en toda el área por alrededor de 1000 m de sedimentos relativamente impermeables de la Fm. Copacabana.

El bajo ángulo de las fallas optimizó la migración primaria al aumentar el volumen de roca madre que pudo ser drenada en corta distancia. La migración secundaria también está minimizada, ya que los corrimientos conducen directamente los hidrocarburos desde las zonas de generación a las trampas evitando una importante dispersión. Los corrimientos y las fallas de acomodación en la cresta son los que producen la distribución de los hidrocarburos en los diferentes reservorios (Figuras 4 y 5).

Al ser los corrimientos los responsables de generar las estructuras, cualquiera que haya sido la edad de la generación de los hidrocarburos, estos migraron durante o después de la formación de las trampas. De esta manera, se evitó la dispersión de los hidrocarburos temporalmente. Estas características remarcan la alta impedancia del sistema (Demaison y Huizinga, 1991).

La edad de migración se extiende desde el Mioceno al presente, que es la edad de estos corrimientos.

## **EVENTOS INTERPRETATIVOS**

### **Preservación y Momento Crítico**

El momento crítico se produjo cuando la Orogenia Andina comenzó a actuar en el área formando los grandes corrimientos y por lo tanto las principales vías de migración y las trampas. No existen dataciones precisas de este momento pero, por correlación con otras áreas afectadas por la tectónica andina, se ubica entre los 10 y 5 millones de años.

El proceso que más afectó la preservación de los hidrocarburos en las trampas fue la remigración. Este proceso se produjo por el cambio en la geometría de las trampas debido a las fallas de acomodación y short cuts en la cresta de las estructuras. Los análisis geoquímicos no evidencian otros factores que modifiquen las características de los hidrocarburos acumulados.

## **OTROS ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO**

### **Tipos de fluido**

Las acumulaciones encontradas están compuestas en su mayoría por un fluido muy homogéneo que es gas condensado. Un solo análisis composicional y de PVT podría representar muy bien a todas.

El gas está saturado de hidrocarburos condensables para las presiones y temperaturas iniciales encontradas en la mayoría de los reservorios. En las fracciones livianas (C1-C2) se destaca un alto

contenido de Etano de casi un 10% del total en volumen. Los valores porcentuales de los componentes condensables (C3+) son del orden de otro 10%. Este tipo de fluido hace económicamente muy atractiva la explotación de los campos por la variedad de productos comerciales obtenidos a partir del fraccionamiento de los mismos. Adicionalmente los análisis de depletación a volumen constante indican que sólo un 2% de este contenido de líquidos quedaría retenido como condensado retrógrado, indicando que se pueden recuperar altos volúmenes de estos líquidos en superficie.

Esta gran cantidad de hidrocarburos condensables se podría explicar de dos maneras:

- Que la roca generadora a lo largo del tiempo y en cualquier posición haya formado este tipo de gas condensado.
- Que existen por lo menos dos tipos de procesos de generación diferentes, uno aportando líquidos; otro aportando gas. Ambos aportes se habrían mezclado en la migración o en la trampa produciendo una acumulación de gas saturada de líquidos hasta el punto de fuga de la misma.

Esta última hipótesis está más de acuerdo con los resultados analíticos y permite una explicación más racional y simple de la aparente anarquía en las interpretaciones geoquímicas. Además, el modelo resultaría mucho más prospectivo ya que las unidades con más posibilidades de generar líquidos son Ene o Shinai que se encuentran en contacto directo con los reservorios permitiendo independizar la presencia de acumulaciones de los corrimientos y las estructuras.

## **Dinámica**

A medida que evoluciona la faja plegada, migra la sobrecarga y la formación de los corrimientos, desplazando los tiempos de generación y de creación de las vías de migración y de las trampas. El sistema petrolero presenta, por lo tanto, una amplitud temporal desde el Mioceno hasta el presente y migra desde el Suroeste hacia el Noreste.

## **DISTRIBUCIÓN DEL HIDROCARBURO EN LAS TRAMPAS**

Este factor en particular es el que ofrece más incertidumbres a la hora de analizar el play Gran Camisea ya que la distribución de los hidrocarburos en los reservorios en cada trampa es diferente. Por ejemplo, en Cashiriari están mineralizados todos los reservorios por encima de la Fm. Copacabana, constituyendo tres o cuatro acumulaciones independientes (Vivian, Nia y Noi/Ene). Sin embargo, en toda la alineación de San Martín, el reservorio Vivian no contiene hidrocarburos.

Por otro lado, en esta misma alineación existen acumulaciones en los reservorios Nia, Noi y Ene en los campos Kinteroni, Pagoreni y San Martín. No obstante, por los resultados obtenidos hasta la fecha, la estructura de Mipaya no contiene hidrocarburos en Nia, a pesar de encontrarse ubicada en el centro del trend y alrededor de 200 m más alto estructuralmente que Kinteroni (Figura 8). Está claro que una explicación consistente para estas distribuciones está lejos de ser resuelta sin sísmica 3D y con más perforaciones sobre las trampas.

De todas maneras, hoy se cree que este fenómeno podría estar relacionado con dos características no del todo bien descritas y comprendidas todavía:

- La integridad de los sellos regionales: Shinai, Chonta y Charophytes.
- La presencia de muchas fallas en la cresta de las estructuras.

Para explicar la ausencia de hidrocarburos en la Fm. Vivian en la alineación San Martín, la hipótesis

más sencilla es la que contempla las profundas incisiones sobre el sello regional, Charophytes. Este hecho hace suponer que los reservorios más superficiales estaban expuestos o muy cercanos a la superficie cuando la estructura se estaba formando y el hidrocarburo migraba. Ello representa un paisaje semejante a lo observado en la actualidad en la parte sudeste de la alineación de Fitzcarrald o en la estructura Armihuari, donde los reservorios están aflorados y no habrían contenido hidrocarburos (Figura 1). Existen otras explicaciones más complejas y de difícil comprobación que involucran las fallas en la cresta de las estructuras como la causa de la fuga de hidrocarburos. Estas hipótesis parecieran poco probables, ya que las fallas afectan a todos los reservorios pero en posiciones aún más comprometidas para los reservorios inferiores, que son los que contienen hidrocarburos. Por otro lado, no en todos los anticlinales estas fallas se encuentran en una posición crestral, por lo tanto la Fm. Vivian no tiene hidrocarburos, a pesar de constituir una estructura cerrada en cuatro direcciones, por ejemplo el Anticlinal Pagoreni (Figura 16). Otras hipótesis están basadas en un déficit en la generación para llenar el volumen de reservorios disponibles. Si bien no existen cálculos cuantitativos rigurosos para desechar esta idea, el área que podría contribuir al llenado del tren de San Martín es considerablemente mayor que la que podría aportar a llenar Cashiriari.

Explicar la ausencia de hidrocarburos en los reservorios de la Fm. Nia en Mipaya es ciertamente más complejo, ya que las dos estructuras adyacentes a este anticlinal contienen gas condensado en este reservorio hasta el punto de fuga de la trampa (Figura 17). Aunque la ubicación del pozo Mipaya 1X no estaba en la mejor posición estructural, todo parece indicar que probó este reservorio dentro de la parte cerrada. Diferentes hipótesis especulativas pueden plantearse como explicación: una combinación entre las fallas de cresta y la integridad de Charophytes o, también, considerar un llenado parcial de la trampa.

## **Eficiencia del sistema**

Fijar valores que traten de determinar la eficiencia del sistema petrolero en un área como el Gran Camisea, donde todas las estructuras perforadas descubrieron grandes cantidades de gas condensado, puede mal interpretarse. La región está inmadura desde el punto de vista exploratorio y existen muchos parámetros que son todavía difíciles de cuantificar, como por ejemplo;

- ¿Cuáles y en qué proporción han sido las rocas que colaboraron con el Gr. Ambo a formar los yacimientos?
- ¿Qué áreas de drenaje tuvo realmente el sistema?
- ¿En qué medida colaboraron los bloques bajos de falla y cuándo llegaron a su madurez térmica?

Debido a estas incertidumbres las tasas de eficiencia se han calculado sobre las áreas de drenaje de las dos acumulaciones más conocidas, San Martín y Cashiriari, y no sobre toda el área. Además, los índices se calcularon sólo para los sectores de la Fm. Ambo que fueron afectados por el corrimiento que generó la trampa, no incluyendo las partes pasivas como los bloques bajos. Sobre esta base, la estimación de la relación generación/acumulación (GAE: Generation Accumulation Efficiency; Magoon y Valin, 1994) para el conjunto de los reservorios remite a un valor tentativo promedio de 29% para San Martín y de 18% para Cashiriari (considerando un rango de espesor entre 250 y 150 m; un rango de COT entre 10% y 4% e Índices de Hidrógeno inicial y final de 350 y 100 mg HC/g COT, respectivamente). Estos cálculos preliminares evidencian la extraordinariamente alta eficiencia del sistema de gas condensado del área del Gran Camisea.

## CONCLUSIONES

La formación de grandes yacimientos de gas condensado en el Gran Camisea puede sintetizarse de la siguiente manera:

**1.-** El hidrocarburo generado en las pelitas del Paleozoico superior migró hacia los excelentes reservorios constituidos por sedimentos continentales del Paleozoico superior y Cretácico, formados por sucesivos episodios de trasgresión y regresión sobre el oeste del Cratón Brasileño.

**2.-** Las principales vías de migración fueron los grandes corrimientos originados durante la Orogenia Andina. Estas fallas, al disminuir el ángulo de corte en las secciones pelíticas o llegar a la superficie, formaron anticlinales que constituyen las principales trampas llenas de gas hasta el punto de fuga.

**3.-** En cada anticlinal existen dos o más acumulaciones superpuestas e independientes, debido a la presencia de excelentes rocas sello entre los reservorios que minimizaron la migración vertical.

**4.-** El momento clave del sistema ocurrió cuando comenzó la Orogenia Andina, ya que se formaron al mismo tiempo las vías de migración y las trampas independientemente de cuándo fue generado el hidrocarburo.

**5.-** En casi todas las acumulaciones, el gas está saturado de hidrocarburos líquidos, cualquiera sea el reservorio y la profundidad del mismo. Este hecho podría explicarse mejor con un sistema petrolífero activo además del sistema generador de gas.

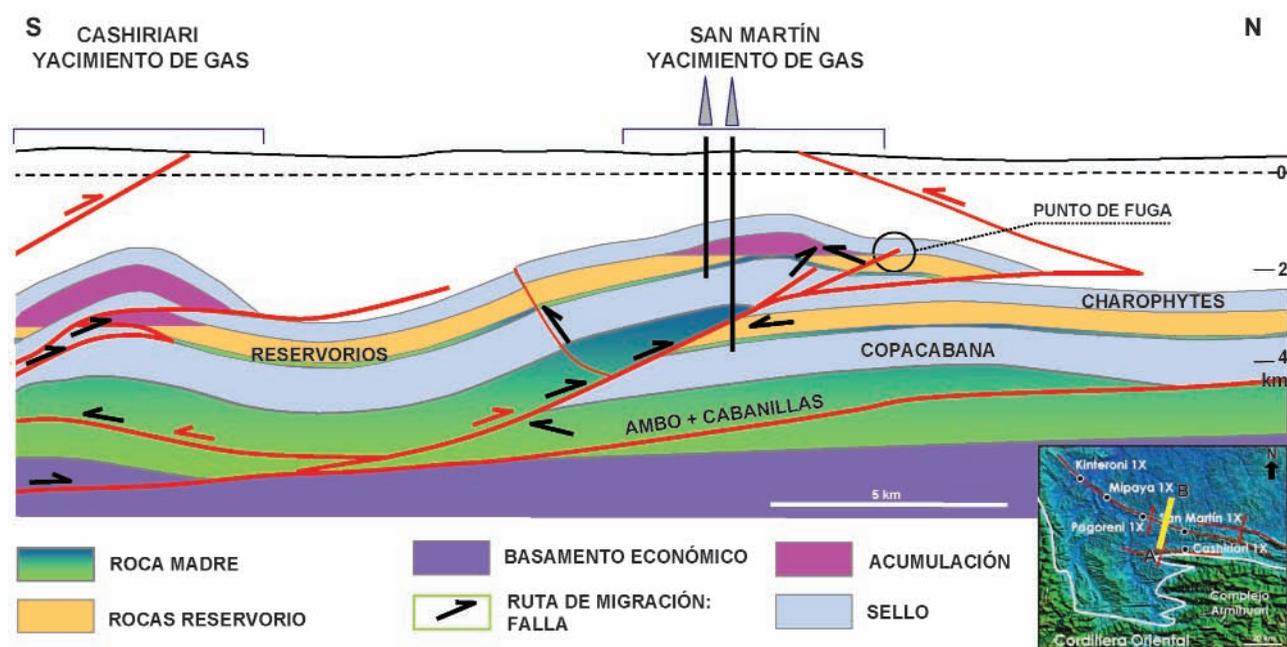


Figura 20. Esquema del Sistema Petrolero del Gran Camisea. Las rocas generadoras del Gr. Ambo con probable aporte de Cabanillas alimentan los corrimientos que son las vías de migración. Estas conducen el gas a las trampas que son anticlinales. Fallas de Acomodación en la cresta distribuyen el hidrocarburo en los diferentes reservorios. Los sellos del Gr. Copacabana y el Mb. Charophytes confinan las acumulaciones produciendo un sistema de alta impedancia. Se supone un aporte de líquidos del Gr. Ene.

La bondad del sistema fue realizada por una serie de factores como:

- La colaboración al sistema de grandes espesores de pelitas siluro-devónicas que presentan un contenido de materia orgánica y otros parámetros geoquímicos superiores a sus

equivalentes contemporáneos que formaron los campos de Bolivia y el Norte de Argentina.

- El bajo ángulo de corte que tuvieron los corrimientos que permitió un mejor drenaje de la roca madre.
- La presencia de más de 1000 metros de sedimentos impermeables entre la roca madre y los reservorios, que evitaron la dispersión temprana de los hidrocarburos generados.
- El sistema, posiblemente, fue enriquecido con hidrocarburos líquidos aportados por los sedimentos finos de las unidades Ene o Shinai.
- La alta impedancia que produce el “efecto embudo”, donde el hidrocarburo formado por grandes volúmenes de rocas madre confluye a través de pocas vías de migración a excelentes pares reservorio sello en las zonas donde al mismo tiempo se formaron las trampas. Por lo tanto, se optimiza la migración primaria y se reduce la dispersión de la migración secundaria.

## REFERENCIAS CITADAS

- Boyer, S. y D. Elliot, 1982, Thrust systems, AAPG Bulletin, v. 66, p. 1196-1230.
- Chung, J., M. Arteaga, S. Davis y F. Seminario, 2005, Impacto de la sísmica 3D en el desarrollo de los yacimientos de Camisea-Bloque 88-Cuenca Ucayali-Perú, en D. Soubies, M. Arteaga y F. Fantin, eds., La Sísmica de Reflexión más allá de la Imagen Estructural, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 265-280, Mar del Plata.
- Coward, M.P., 1983, Thrust tectonics, thin skinned or thick skinned and the continuation of thrust to deep in the crust, Journal of Structural Geology, v. 2, p.113-123.
- Demaison, G. y B. Huizinga, 1991, Genetic classification of petroleum systems, AAPG Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.
- Disalvo, A., M. Arteaga y J. Chung, 2003, Lote 88 “Camisea”. Geometría y origen de las trampas de gas. Cuenca de Ucayali. Este de Perú, XII Simposio Bolivariano “Eexploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, T. 1, 62-75, Cartagena de Indias, Colombia.
- Gabulle, J., J. Cheng, J. Lúquez y K. Valencia, en prensa, Desarrollo del campo de gas de Pagoreni, Cuenca de Ucayali Sur. Perú, INGEPET 2008.
- Lúquez, J. y A. Disalvo, 2004, “Camisea Gas Field Project”. Uncertainties & Technology Applied, AAPG International Conference & Exhibition, Cancun, Mexico.
- Magoon L. y Z. Valin, 1994, Overview of petroleum system case studies, en L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., The Petroleum System - From source to trap, AAPG Memoir 60, p. 329-338.
- Mitra, S., 2002, Fold-accommodation faults, AAPG Bulletin, v. 86, p. 671-693.
- Morley C.K., 1986, A classification of thrust fronts, AAPG Bulletin, v. 70, p. 12-25.
- Morley C.K., 1988, Out of sequences thrusts, Tectonics. V. 7, p. 539-561.
- Sales, J., 1997, Seal strength vs trap closure-a fundamental control on the distributions of oil & gas, en R. Surdan, ed., Seals, traps, and the petroleum system, AAPG Memoir 67, p. 57-83.
- Seminario F., J. Lúquez y S. Blanco, 2005, Las rocas reservorio productivas del Gran Camisea, Cuenca Ucayali-Perú, V-INGEPET, Lima, Perú.
- SPDP (Shell Prospecting and Development Peru B.V), 1996, Camisea Geological Fieldwork, Ucayali Basin, Informe inédito, V. I-IV, La Hague.
- SPDP (Shell Prospecting and Development Peru B.V), 1998a, Camisea Field Review, Informe inédito, La Hague.
- SPDP (Shell Prospecting and Development Peru B.V), 1998b, Camisea geophysical, geochemical, petrophysical and reservoir assays evaluation report. Informe inédito, La Hague.
- Suppe, J., 1983, Geometry and kinematics of fault-bent folding, American Journal of Sciences, v. 283, p. 684-721.
- van Geuns, L.C., 1997, Camisea Field, Peru revisited, Abstract, AAPG Hedberg Research Conference Proceedings, p. 184-185.
- Vann, I., R. Graham y A. Hayward, 1985, The structure of mountain fronts, Journal of Structural Geology, v. 5, N° 2.
- Villar, H.J., 2002, Characterization of source rocks in the SM-1X well & Evaluation of San Martin and Cashiriari condensates, Camisea, Ucayali Basin, Perú, Pluspetrol S.A., Informe inédito, Buenos Aires.
- Villar, H.J., 2003, Review on geochemical data of the Southern Ucayali & Madre de Dios basins, Peru, Pluspetrol S.A. Informe inédito, Buenos Aires.