



**SGP**  
FUNDADA 1924

**Sociedad Geológica del Perú**

Journal Homepage: [www.sgp.org.pe](http://www.sgp.org.pe)

ISSN 0079-1091

## Modelización petrolera 2D de una sección restaurada de la zona subandina de Camisea

Yessica Vela<sup>1</sup>, Patrice Baby<sup>2, 3</sup>, Ysabel Calderon<sup>3, 2</sup>, Nicolas Espurt<sup>4</sup>, Stéphane Brusset<sup>2</sup>

<sup>1</sup> UNMSM, Germán Amézaga N° 375 - Edificio Jorge Basadre Ciudad Universitaria, Lima, Perú

<sup>2</sup> Géosciences Environnement Toulouse (GET), Université de Toulouse, Université Paul Sabatier -Toulouse III, CNRS UMR 5563 / UR 234 IRD / UPS Toulouse / CNES, 14 Avenue Edouard Belin, Toulouse, France.

<sup>3</sup> PERUPETRO SA, Avenida Luis Aldana No 320 San Borja, Lima, Perú

<sup>4</sup> CEREGE, UMR 7330, CNRS, Aix-Marseille Université, IRD, Aix-en-Provence, France

### ABSTRACT

In this study, we achieved a 2D petroleum modeling of the Camisea field area, using the PetroMod software of Schlumberger. The simulation was based on the balanced section of Camisea (Ucayali basin) published by Espurt et al. in 2011, and data as stratigraphy, thermal parameters (BHT temperature and geothermal gradient) of nearby wells, and geochemical data (TOC, % Ro, etc...) of the source rocks of the area. A 2D kinematic model of the Camisea field was generated, where the initial state of the deformation and its evolution to its present state were modeled. As results, we obtained ages of hydrocarbon generation and expulsion and the identification of possible accumulations within the balanced cross-section. Source rocks used for the modelling are from the Cabanillas, Ambo and Copacabana groups and from the Ene Formation. Simulation results show "kitchen" areas located at the northern and southern ends of the cross-section. The Cabanillas and Ambo groups reached the oil window at 283 Ma and then the gas window at 33 Ma (Oligocene) in the South and at 14 Ma (Miocene) in the North. In the case of the Copacabana Group and Ene Formation, source rocks reached the oil window at 65 Ma, but not the gas window. The current transformation ratio (TR) of the organic matter for the Cabanillas and Ambo groups reaches 40% -65%, and 10% - 35% for the Copacabana Group and Ene Formation. The modelling evidenced current hydrocarbons accumulations in reservoir rocks of Mississippian, Triassic and Cretaceous, being the Ambo Group the main source rock. The modelling showed HC accumulations proved in the structures of

Cashiriari and San Martin, as well as possible accumulations in Armihuari and Timpia structures.

### RESUMEN

En el presente estudio, se ha desarrollado la modelización petrolera 2D correspondiente al área del campo de Camisea, empleando el software PetroMod de Schlumberger. Para esta simulación se tomó como base la sección balanceada de Camisea (cuenca Ucayali) publicada por Espurt et al. en 2011, además de datos estratigráficos, parámetros térmicos de pozos cercanos (temperatura BHT y gradiente geotérmica) y datos geoquímicos de rocas madres (TOC, % Ro, etc...). Se generó un modelo cinemático 2D del campo Camisea donde se idealizó el estado inicial del campo y su evolución hasta su estado presente. Así se consiguió edades de generación y expulsión de hidrocarburos y la identificación de posibles acumulaciones. Se planteó como potenciales rocas madres intervalos de los grupos Cabanillas, Ambo y Copacabana y de la Formación Ene. Como resultado, se puso en evidencia áreas de cocina ubicadas en los extremos norte y sur de la sección. Los Grupos Cabanillas y Ambo entraron en ventana de generación de petróleo a los 283 Ma, y posteriormente en ventana de generación de gas a los 33 Ma (Oligoceno), al Sur, y a los 14 Ma (Mioceno Inferior), al Norte. Para el caso del Grupo Copacabana y de la Formación Ene, las rocas madres entraron en ventana de generación de petróleo a los 65 Ma, no llegando a entrar en ventana de generación de gas. El ratio de transformación (TR) actual de la materia orgánica para los grupos Cabanillas y Ambo llega a 40%-65%, y a 10%-35% para el Grupo Copacabana y la Formación Ene. Se evidenciaron

**acumulaciones de hidrocarburos en rocas reservorios del Mississippiano, Triásico y Cretácico, siendo el Grupo Ambo la principal fuente generadora de hidrocarburos. Mediante simulación, se obtuvo resultados comprobados de las acumulaciones**

**ubicadas en las estructuras Cashiriari y San Martín, y evidencias de posibles acumulaciones de hidrocarburos en las estructuras Armihuari y Timpia.**

**Palabras claves:** Camisea, campo de gas, modelización petrolera 2D, Perú, sección balanceada, Subandino.

## 1. Introducción

El campo Camisea está ubicado en la zona central del Subandino Peruano. Localizado en la cuenca Ucayali, constituye la segunda más grande provincia de gas/condensado en América del Sur (Espurt et al., 2011). El Lote 88 correspondiente al campo de Camisea cuenta con los yacimientos de San Martín y Cashiriari, de los cuales proviene la mayor parte de los hidrocarburos del lote (gas y condensado) (Pluspetrol Perú, 2012). La producción presente refleja la importancia de dichos yacimientos y la razón de su constante estudio en diferentes aspectos. Por lo cual cuenta con gran cantidad de datos.

Estudios realizados por Espurt et al. (2011) llevaron a la construcción de una sección balanceada y a su restauración secuencial en el área de Camisea. Esta reconstrucción se apoyó sobre resultados de análisis de tracas de fisión en apatito (apatite fission-track- AFT) que permitieron establecer las edades de exhumación de los diferentes cabalgamientos. Se utilizaron también datos de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) para determinar los valores de soterramiento de las diferentes formaciones. Al final, se obtuvo la historia termal completa del sistema de cabalgamientos de la región de Camisea.

Por medio de la utilización del software PetroMod (Schlumberger), se modelizaron los diversos estadios de la deformación de la restauración secuencial publicada por Espurt et al. (2011), lo cual permitió realizar por primera vez una modelización petrolera en 2D de las estructuras de Camisea. Los parámetros más importantes para este tipo de modelado son la depositación, compactación, deformación y flujo de calor (heat flow). El producto final corresponde a un modelo en 2D de generación, expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos.

## 2. Campo Camisea

### 2.1. Ubicación

Para la realización del presente trabajo se tomó como base el área circunscrito a la sección balanceada de Espurt et al. (2011), la cual se localiza en la zona subandina de Camisea (figura 1). Dicha área se ubica al Sureste de la cuenca Ucayali (área central del Subandino), comprendiendo un área de aproximadamente 5000 km<sup>2</sup>, con un rango de elevación de 400 m por encima del mar.

La sección balanceada cuenta con una extensión de 90 km aproximadamente y se encuentra en la zona oeste del Lote

88. Cruza hacia el norte el "foreland" de Ucayali y hacia el SW el sistema de corrimientos del borde de la Cordillera Oriental compuesto por estratos de edad Ordoviciano-Siluriano.

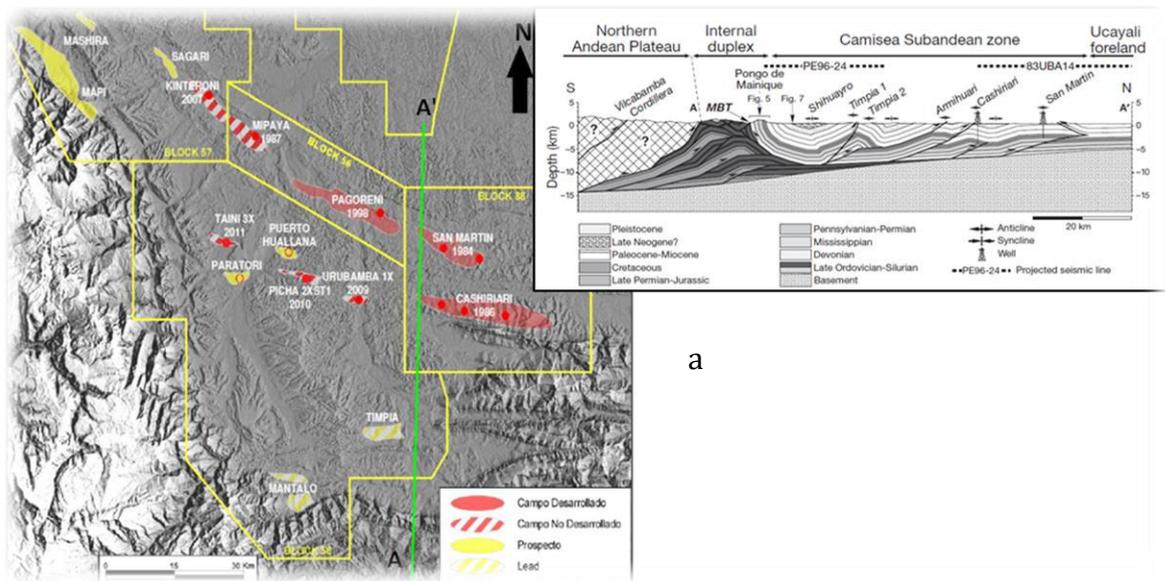
### 2.2 Estratigrafía

La columna sedimentaria de la zona de Camisea está compuesta por formaciones y/o grupos con edades que fluctúan desde el Ordovícico hasta el Pleistoceno (figura 1.b), llegando a tener un espesor total de 10 km (Espurt et al., 2011). Dicha pila sedimentaria fue dividida en cuatro unidades para la construcción de la sección estructural, teniendo como límites discordancias regionales (Espurt et al., 2011).

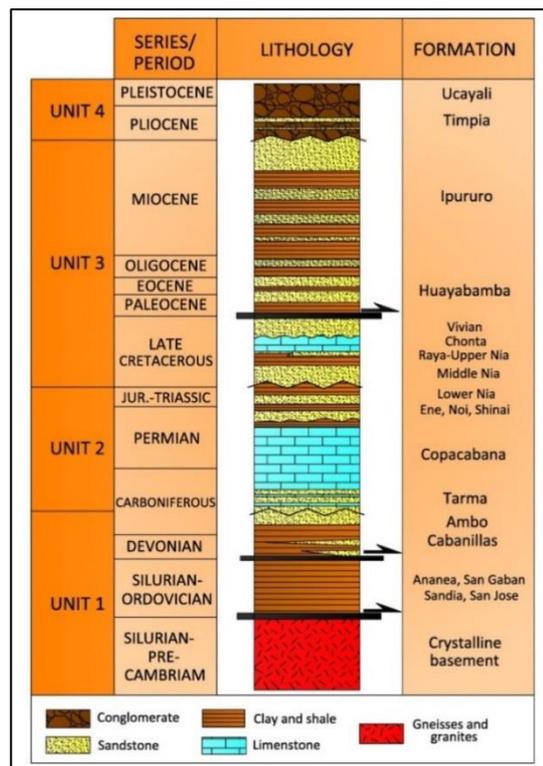
La unidad basal está conformada por areniscas y lutitas ordovícicas a devónicas de ambiente marino somero y fluvio-deltaico, y arcillas y areniscas de grano grueso del Mississippiano (Grupo Ambo).

La segunda unidad es la más potente y está conformada por: las areniscas verdes y calizas del Pensilvaniano del Grupo Tarma; las potentes calizas marinas pérmicas del Grupo Copacabana; las dolomitas con intercalaciones de lutitas marinas negras de la Formación Ene; las areniscas fluvio-eólicas de la Formación Noi y margas rojas de la Formación Shinai (Pérmico superior); la serie del Triásico-Jurásico conformada por areniscas eólicas de la Formación Nia Inferior y carbonatos marinos de la Formación Middle Mudstone (Espurt et al., 2011).

La base de la tercera unidad corresponde a una superficie de erosión regional que marca el inicio de la cuenca de "foreland" subandina en el Albiano. Está compuesta por tres secuencias transgresivas de ambiente fluvio-deltaico a marino somero y de edad cretácica superior. Comprende areniscas de grano grueso (Formación Nia Medio), lutitas marinas (Formación Raya), areniscas (Formación Nia Superior), lutitas carbonatadas marinas (Formación Chonta), y areniscas masivas (Formación Vivian). La secuencia del Cretáceo Superior está cubierta por secuencias fluvio-marinas de la Formación Huayabamba de edad paleógena y de la Formación Ipururo de edad paleógena superior a neógena (Espurt et al., 2011). La Formación Ipururo presenta un paquete grueso de conglomerados hacia su tope.



a



b

**Figura 1.** (a) Sección balanceada de la región de Camisea utilizada para la modelización petrolera 2D. Atraviesa la zona subandina desde el Pongo de Mainique (Cordillera Oriental) hasta la cuenca Ucayali (tomado de Pluspetrol Perú, 2012 y Espurt et al., 2011). (b) Columna estratigráfica sintetizada de la zona de Camisea (modificado de Espurt et al., 2011); se observan los niveles de despegue y discordancias.

Finalmente, la cuarta unidad está compuesta en su base por la Formación Timpia, la cual descansa en discordancia sobre la Formación Ipururo. Esta unidad estratigráfica está constituida de una serie sintectónica con un patrón de estratos de crecimiento depositados durante la actividad tectónica del sistema de cabalgamientos de Camisea (Espurt et al., 2011). Se compone de un abanico aluvial progradante hacia el este, rico en clastos andinos, que se desarrolló principalmente en el lado sureste de la cuenca de Camisea y en el eje del sinclinal Shihuayro. Debido a la falta de datos bioestratigráficos y radiométricos, se la considera de edad neógena superior (Espurt et al., 2011). Le sobreyace la Formación Ucayali de edad pleistocena, que consiste en conglomerados fluviales agradacionales.

### 2.3 Geología Estructural

La cuenca Ucayali, por donde atraviesa la sección balanceada modelizada (cuenca Camisea según Espurt et al., 2011), corresponde a la zona de wedge-top migrando hacia la zona de foredeep (área NE del ante-país). Este sistema de cuenca de ante-país andino se desarrolló desde el Albiano, con varias etapas de acortamiento tectónico (Baby et al., in press). Este acortamiento se reflejó en la formación de dúplex, anticlinales de rampa y pliegues por propagación de falla (Gil, 2002; W. Hermoza, 2004; Espurt et al., 2011). Dichas estructuras formaron ambientes ideales para el entrapamiento de hidrocarburo en el campo Camisea. A continuación se explicará brevemente las estructuras Cashiriari y San Martín, las cuales son de mayor importancia por ser trampas comprobadas de hidrocarburos.

La estructura de Cashiriari es un anticlinal elongado de orientación ONO-ESE. El anticlinal es ligeramente asimétrico, presenta cierre estructural en las cuatro direcciones (Pluspetrol Perú, 2012).

La estructura de San Martín es un pliegue anticlinal elongado de aproximadamente 19 km de largo por 6 km de ancho, con cierre en los cuatro lados y forma parte de una alineación estructural de rumbo noroeste – sudeste que comprende también los anticlinales de Pagoreni y Mipaya (Pluspetrol Perú, 2012). El anticlinal San Martín es ligeramente asimétrico presentando en el flanco norte mayor buzamiento que en el flanco sur. Este primer flanco se encuentra atravesado por un sistema de retro-corrimientos.

### 3. Restauración secuencial de la sección Camisea

Como mencionado previamente, la sección utilizada para la modelización petrolera 2D es la sección balanceada y restaurada secuencialmente de Camisea, publicada en Espurt et al. (2011). La técnica de sección balanceada es usada para estimar la cantidad y los rangos de acortamiento en caso de plegamientos y corrimientos. Se trata mediante ella realizar una restauración tectónica de las diversas estructuras a sus estados iniciales y, cuando es posible, de etapas intermedias de deformación. A continuación se detallará el trabajo de Espurt et al. (2011)

realizado para la restauración secuencial de la sección balanceada de Camisea.

La sección de Camisea (figura 1a) de Espurt et al. (2011) es orientada ortogonalmente a los ejes axiales de los pliegues, y paralela a la dirección de transporte tectónico N-S. La sección se restauró en el tope de los estratos del Cretáceo, asumiendo que estos fueron depositados y cubiertos en el foreland de Ucayali. Muestra un acortamiento total de 53 km (39%).

La restauración secuencial fue calibrada a partir de nuevos datos de huellas de fisión en apatitos (AFT) y de reflectancia de vitrinita (Ro), adquiridos a partir de un muestreo completo de la sección estratigráfica del Pongo de Mainique. Presenta 5 estados de la deformación y exhumación, que fueron utilizados en la modelización petrolera (figuras 2 y 3).

La restauración secuencial indica que la transferencia de acortamiento en la cuenca de Camisea empezó hace 14 Ma, y que los últimos ~23 km de acortamiento horizontal ocurrieron durante los últimos 6 Ma. Esto indica una velocidad de acortamiento de 3.8 mm por año, la cual es coherente con las mediciones hechas actualmente con GPS en la zona subandina de Perú.

### 4. Modelización petrolera 2D de la sección Camisea

Para la modelización petrolera de la sección restaurada de Camisea, se tomaron en cuenta los datos geoquímicos (TOC, Ro, etc.) de pozos cercanos, principalmente los pozos de San Martín 1X y Cashiriari 1. Además de ellos, proveyeron de datos reales con respecto a la acumulación de hidrocarburos para permitir una corroboración más real de los resultados obtenidos.

Tomando en cuenta los valores de temperatura de fondo (BHT) de estos dos pozos, se determinó la temperatura de formación en función de su profundidad. Para ello, se realizó una corrección de temperatura con el método Horner (1951), el cual elimina el efecto de perforación y circulación del lodo en la temperatura de la formación. Con dichas temperaturas, se halló la gradiente geotérmica a lo largo de la sección, además del heat flow actual.

El siguiente paso fue determinar la variación del paleo-heat flow a través del tiempo. Para ello, se debe considerar el modelo geológico y la evolución geodinámica, y la data de los indicadores de madurez térmica (Waples D., 1994).

Para nuestro estudio, se tomó como premisa los rangos de variación de heat flow dependiendo del tipo de cuenca según Allen & Allen (2005), y se cruzó información con el último diagrama litoestratigráfico del Subandino peruano realizado por IRD-PERUPETRO (2014). Con ello, se estimó los rangos entre los que varía el heat flow según su marco tectónico y su duración en el tiempo geológico. Posteriormente, usando los datos de Vitrinita (Ro) para cada pozo, se afinó la calibración del heat flow para cada área dentro de la cuenca, respetando los rangos correspondientes al tipo de cuenca. Finalmente se “eligió” el modelo de heat flow indicado para cada caso. De esta

forma, se obtuvieron parámetros térmicos en el área necesarios para el modelamiento 2D.

Además de ello, se necesitó la variación del paleo-water depth, partiendo para ello de la información del área de la cuenca Camisea y estudios de ambiente sedimentarios para cada formación y/o grupo (Corelab, 2012). Se obtuvo el rango de profundidades que se alcanzó para cada unidad estratigráfica según el tipo de ambiente depositacional. Tomando en cuenta la metodología usada por Talismán Energy (2011) para la modelización 1D de pozos, se pudo calibrar una curva de paleo-water depth, la cual coincidía para el caso de la modelización 1D a los pozos San Martín 1X y Cashiriari 1. Se empleó dicha curva de igual manera para la modelización 2D de la presente sección.

Finalmente, se escogieron las potenciales rocas madres según los datos de litología, TOC, Kerógeno, etc., y literatura de la cuenca Ucayali, las cuales son: Grupo Cabanillas (Devónico Superior), Grupo Ambo (Mississippiana-Carbonífero), Grupo Copacabana (Pérmico Inferior) y Formación Ene (Pérmico Superior).

Teniendo en cuenta que para el modelado de un pozo (modelado 1D) o modelado de una sección geológica (modelado 2D) en PetroMod y en cualquier otro software se debe representar de manera más aproximada las condiciones iniciales en una cuenca, por lo tanto se tomó en cuenta el TOC inicial que poseía determinada roca madre durante su diagénesis. De esta forma, la roca madre muestra su verdadero potencial de generación de hidrocarburo. Utilizando el método de Peters and Rose (1994), se utilizaron los datos de TOC y los valores de HI (índice de hidrógeno) de pozo para determinar el TOC inicial. A continuación se describirán las rocas madres modelizadas en la sección, con los valores geoquímicos tomadas en cuenta.

El Grupo Cabanillas no fue alcanzado por los pozos cercanos a la sección, por lo que los datos de litología fueron tomados de la literatura y de pozos de la cuenca Ucayali que presentaban esta unidad estratigráfica (Sepa 1X, etc.). En la zona, la litología del Grupo Cabanillas está compuesta por intercalaciones de lutitas y areniscas, presentando mayor cantidad de finos hacia el norte. Con respecto a las características geoquímicas de roca madre, el Grupo Cabanillas presenta un valor de TOC de 2.3 promedio usado para la simulación, con rangos de Ro de 1.1%-3% (PARSEP, 2002) y un kerógeno tipo III.

El Grupo Ambo muestra el mayor potencial de generación de hidrocarburo. Según los estudios realizados por Petrobras (2010) en el área de Camisea, corresponde a la roca madre principal. Esta unidad estratigráfica posee una litología compuesta por una sucesión de areniscas y lutitas con intercalaciones de limolitas. Tiene un valor de TOC de 9.68 promedio usado para la simulación, con rangos de Ro de 0.78%-1% y un kerógeno tipo III.

El Grupo Copacabana no es generalmente tomado como roca madre, sin embargo posee datos geoquímicos de TOC y kerógeno que se tomaron en cuenta. Su ambiente de

depositación está identificado como de plataforma carbonatada. Corresponde a una secuencia de calizas principalmente y en menor medida dolomita y lutitas. Contiene un valor de TOC de 1.99 promedio usado para la simulación, con rangos de Ro de 0.78%-1% y un tipo III de kerógeno.

La Formación Ene, otra de las principales rocas generadoras en la cuenca Ucayali, presenta intercalaciones de lutitas y areniscas, además de limolitas y en menor medida de calizas. Posee un valor promedio de TOC de 3.5 promedio usado para la simulación, con rangos de Ro de 0.56%-0.65% y un tipo III de kerógeno.

## 5. Resultados de la modelización petrolera 2D

La modelización petrolera 2D de la sección balanceada de Camisea sirvió para simular la evolución de la cuenca Ucayali correspondiente al área de la sección. Los resultados muestran área de cocina de hidrocarburo, historia térmica, TR (ratio de transformación), generación, migración y acumulación de hidrocarburos dentro de la sección. A continuación se explicaran esos resultados.

La ubicación del área de cocina es la misma para todas las rocas madres (grupos Cabanillas, Ambo y Copacabana y Formación Ene). Las áreas de cocina principales se encuentran ubicadas a los extremos de la sección es decir al Norte y Sur. Al comparar los datos obtenidos con los estudios de Pluspetrol Perú (2012), se constató la similitud de la ubicación para el área de "cocina" de hidrocarburo dentro del lote 88.

La historia térmica de la sección mediante simulación muestra que las rocas madres de los grupos Cabanillas y Ambo entraron en ventana de generación de petróleo a los 283 Ma, y posteriormente en ventana de generación de gas a los 33 Ma (Oligoceno) al Sur de la sección, y a los 14 Ma (Mioceno Inferior) al Norte. Para el caso del Grupo Copacabana y de la Formación Ene, las rocas madres entran en ventana de generación de petróleo a los 65 Ma, no llegando a entrar en ventana de generación de gas. En la Figura 2, se muestra la evolución térmica del área de Camisea en las diferentes etapas de deformación producidas por la tectónica Andina.

El grado de conversión de materia orgánica a hidrocarburo puede ser cuantificado por el ratio de transformación (TR), mediante la simulación (figura 3). Los grupos Cabanillas y Ambo presentan TR similares que varían entre 0% a 30% durante el Mioceno Inferior finalizando con un valores de TR entre 40% a 65% en la actualidad. Para el caso del Grupo Copacabana y de la Formación Ene, el TR varía entre 0% a 5% durante el Mioceno Inferior finalizando con un valor entre 10% a 35% en la actualidad.

Finalmente, se pudo definir las acumulaciones presentes y pasadas dentro de la sección de Camisea (figuras 3 y 4). Durante el Mioceno Inferior (20 Ma), las acumulaciones se produjeron en rocas reservorios de edades Mississippiano, Triásico y Cretácico, siendo de extensión amplia para los

tres casos. Las acumulaciones mixtas (petróleo y gas) en rocas de edad mississippiana provienen de las rocas madres de los grupos Cabanillas y Ambo, teniendo al Grupo Ambo como principal generador. Las acumulaciones de gas y petróleo en rocas triásicas tienen como rocas madres los grupos Ambo, Copacabana y Cabanillas y la Formación Ene. Al igual que el primer caso, el Grupo Ambo es la principal fuente de hidrocarburos. Las acumulaciones de petróleo en la base del Cretáceo presentan como fuente la Formación Ene y el Grupo Ambo.

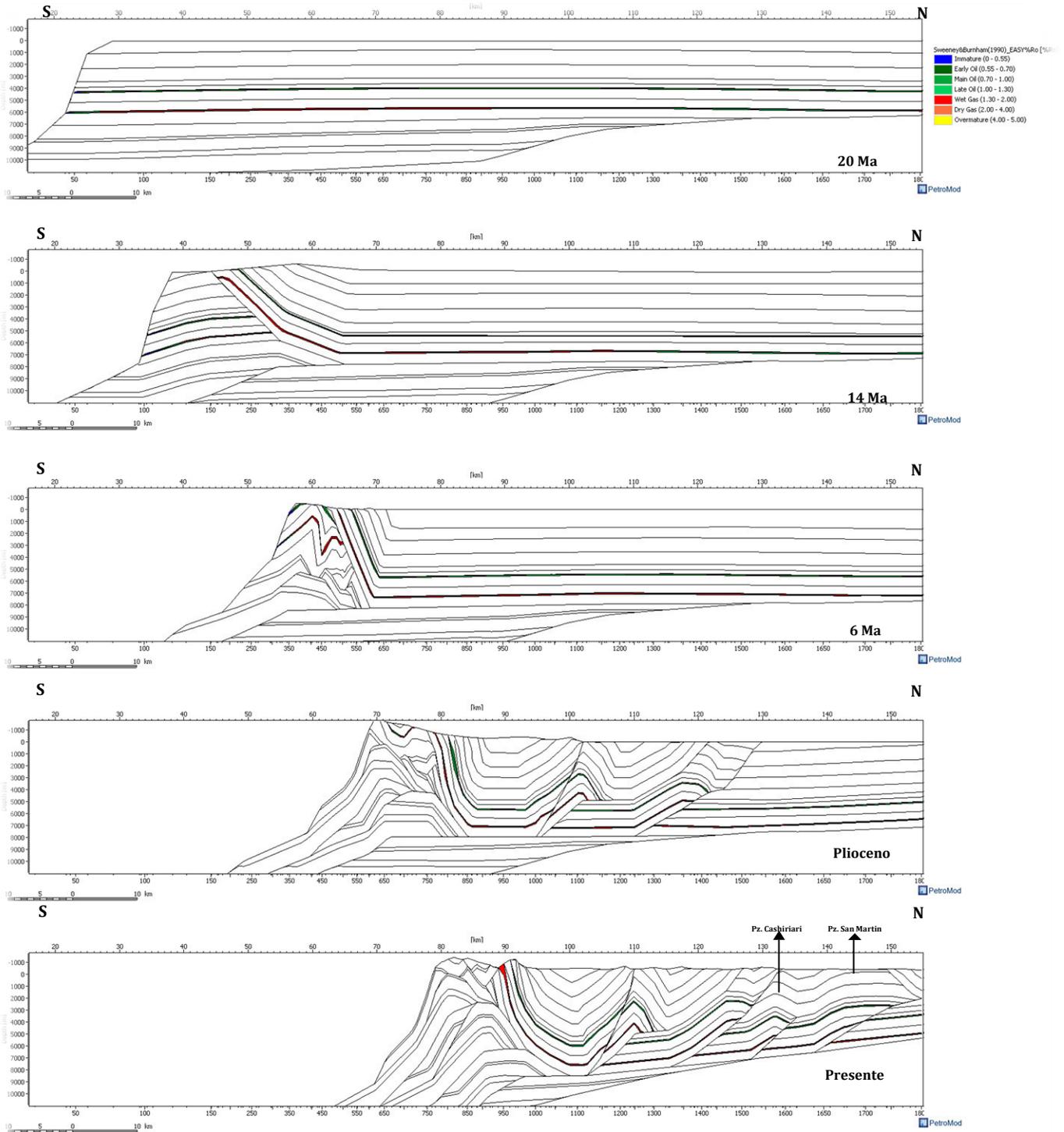
Las acumulaciones de hidrocarburos durante los 14 Ma (Mioceno Inferior) y 6 Ma (Mioceno Superior) se presentan de igual manera en rocas reservorios de edades Mississippiano, Triásico y Cretácico, siendo de extensiones variadas (en zonas deformadas acumulaciones de menor extensión). Las rocas del Mississippiano muestran acumulaciones mixtas (petróleo y gas) provenientes de los grupos Cabanillas y Ambo. Las acumulaciones de petróleo y mixta (petróleo y gas) en rocas triásicas presentan como origen los grupos Ambo, Cabanillas y Copacabana y la Formación Ene, siendo las rocas madres del Grupo Ambo la principal fuente de los hidrocarburos. Las rocas reservorios del Cretácico presentan petróleo originado en la Formación Ene y los grupos Ambo y Cabanillas.

Durante el Plioceno, las rocas del Mississippiano muestran acumulaciones mixtas (petróleo y gas)

provenientes de los Grupos Cabanillas y Ambo. El hidrocarburo acumulado en rocas triásicas tiene como origen los grupos Ambo, Copacabana y Cabanillas y la Formación Ene. La fuente principal de los hidrocarburos varía dependiendo de la ubicación de la acumulación dentro de la sección. Las acumulaciones de petróleo en la base del Cretáceo presentan como fuente la Formación Ene y los grupos Ambo y Cabanillas.

En la actualidad, las rocas que pueden poseer hidrocarburos son de edades Mississippiano, Triásico, Cretácico y en algunos casos Terciario. Se presentan como acumulaciones mixtas en rocas mississippianas, triásicas y cretácicas, acumulaciones de petróleo en rocas cretácicas y terciarias, y una acumulación de gas en superficie en rocas del Terciario. El Grupo Ambo y la Formación Ene son las principales fuentes.

La figura 4 muestra las acumulaciones de hidrocarburos en la actualidad resultando de la modelización. Comparando el modelo obtenido con datos reales del Lote 88, los pozos San Martin 1X y Cashiriari 1X confirmaron acumulaciones de gas y petróleo en rocas cretácicas y triásicas. Según las simulaciones realizadas, las estructuras Armihuari y Timpia presentan de igual manera potencial de acumulación de hidrocarburos, y pueden ser prospectos potenciales para exploración.



**Figura 2.** Evolución térmica ( $R_o$ ), en la sección restaurada de Camisea, de las rocas madres de los grupos Cabanillas, Ambo y Copacabana, y de la Formación Ene.

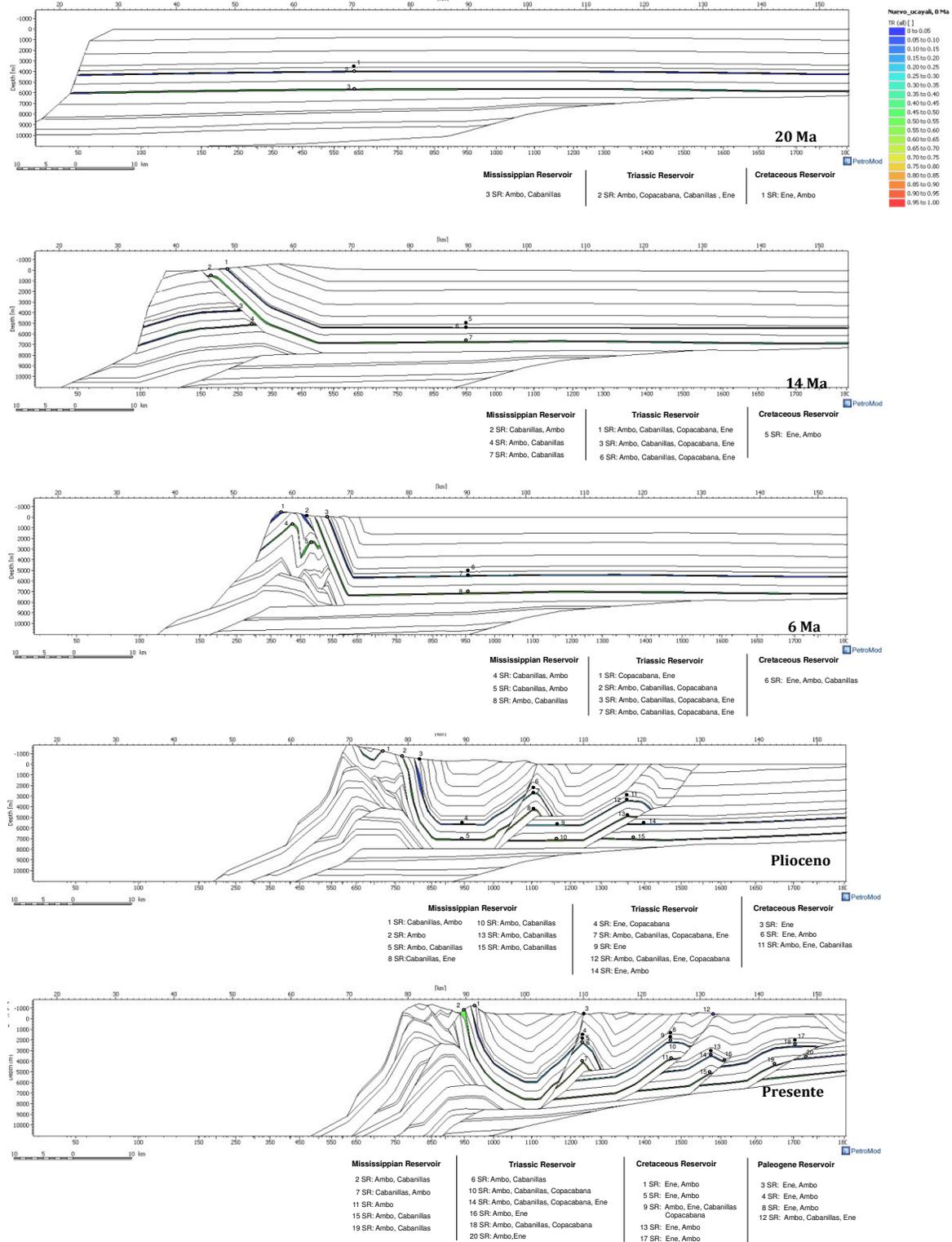
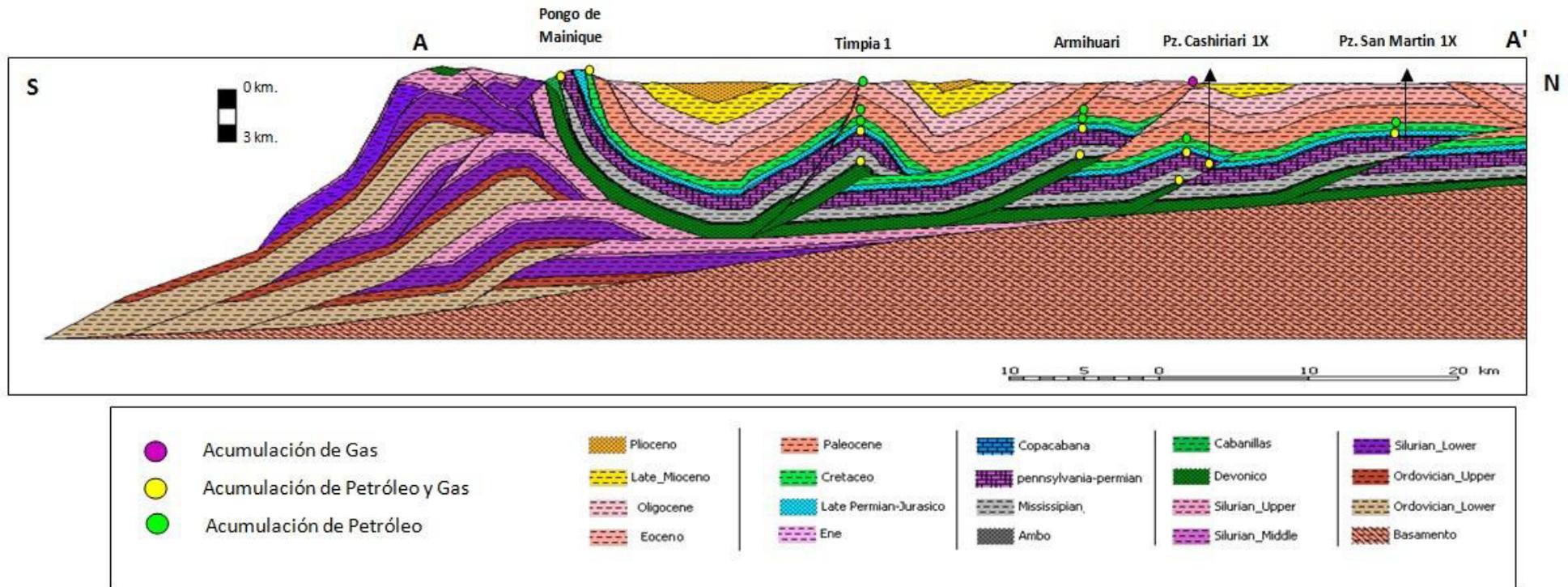


Figura 3. Sección restaurada de Camisea mostrando el ratio de transformación (TR) de las rocas madres, y las acumulaciones generadas en la simulación.



**Figura 4.** Sección balanceada de Camisea con las principales acumulaciones que se generaron en la modelización PetroMod 2D, las cuales coinciden con los descubrimientos de Cashiriari y San Martin.

## 6. Conclusiones

Dentro de la sección restaurada de Camisea, la modelización petrolera 2D evidencio dos áreas de "cocina" en los extremos Norte y Sur. La "cocina" principal corresponde al área del Pongo de Mainique.

Los grupos Cabanillas y Ambo entraron en ventada de generación de petróleo a los 283 Ma y en ventana de generación de gas a los 33 Ma (Oligoceno) al Sur, y a los 14 Ma (Mioceno Inferior) al Norte. Posteriormente, el Grupo Copacabana y la Formación Ene entraron en ventana de generación de petróleo a los 65 Ma, sin alcanzar la ventana de generación de gas.

El ratio de transformación (TR) calculado muestra valores para los grupos Cabanillas y Ambo entre 0% y 30% durante el Mioceno Inferior, y valores actuales entre 40% y 65%. En el caso del Grupo Copacabana y de la Formación Ene, los valores fueron menores, entre 0% y 5% durante el Mioceno Inferior, y actualmente entre 10% y 35%.

Se encontraron diferentes acumulaciones durante la deformación de la cuenca Camisea. A partir del Mioceno, las acumulaciones se presentan en rocas reservorios de edades Mississippiano, Triásico y Cretácico, con fuente de generación en los grupos Cabanillas, Ambo, Copacabana y Formación Ene.

En la sección actual, las rocas reservorios son de edades Mississippiano, Triásico, Cretácico y en menor proporción terciario. Algunas de las acumulaciones de gas y petróleo de rocas cretácicas y triásicas coincidieron con los descubrimientos de los pozos San Martín 1X y Cashiriari 1X. Las estructuras Armihuari y Timpia presentan de igual manera potencial de acumulación de hidrocarburos según las simulaciones realizadas, y podrían ser considerados como buenos prospectos para exploraciones futuras.

Si bien las acumulaciones de hidrocarburos se presentaron en rocas clásticas, las rocas madres pueden presentar igualmente presencia de hidrocarburos debido a que no hubo expulsión total, como lo muestra la simulación donde los valores necesarios de TR no fueron alcanzados.

## Agradecimientos

El presente estudio se dio gracias al convenio entre PERUPETRO S.A. y el IRD (Institut de Recherche pour le Développement) y al Institut Carnot ISIFOR.

## Referencias

- Allen, P., Allen J. 2005. Basin Analysis Principles and applications, p 549.
- Baby, P. Y. Calderón, C. Hurtado, M. Louterbach, N. Espurt, S. Brusset, M. Roddaz, S. Brichau, A. Eude, C. Gérome, A. Quispe, L. Ramirez, A. Bandach, and R. Bolaños (in press). The Peruvian sub-Andean foreland basin system: Structural overview, geochronologic constraints, and unexplored plays, in G. Zamora Valcarce, K. M. McClay, and V. Ramos, eds. Petroleum basins and hydrocarbon potential of the Andes of Peru and Bolivia: AAPG Memoir 117.
- Core Laboratories, Inc. 2012. Peru Reservoirs and Seals Onshore Basins, p 18-48.
- Espurt, N., Barbarand, J., Roddaz, M., Brusset, S., Baby, P., Saillard, M., Hermoza, W. 2011. A scenario for late Neogene Andean shortening transfer in the Camisea Subandean zone (Peru, 12°S): Implications for growth of the northern Andean Plateau. Geological Society of America Bulletin September/October, p 2053-2064
- Gil, W., 2002. Evolución lateral de la deformación de un frente orogénico: ejemplo de las cuencas Subandinas entre 0° y 16° S. Publicación especial N° 4, Sociedad geológica del Perú.
- Hermoza, W. 2004. Dinámica Tectono-Sedimentaria y Restauración Secuencial de la Cuenca de Antepais de Los Andes Centrales. Tesis Doctoral, Universidad Paul Sabatier Toulouse III, Toulouse, p 20-30.
- Horner, D. R., 1951. Pressure build-up in wells, Proc. Third World Petroleum Congress, 34, 316, The Hague.
- Parsep, 2002. Ucayali/Ene Basin Technical Report; The Hydrocarbon Potential of the Southern Sub-Andean Basins Project Ucayali, ENE and Madre de Dios Basins. Proyecto de asistencia para la Reglamentación del sector energético del Perú, PERUPETRO S.A.
- Peters, K., Rose, M., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L. y Dow, W., (editors), The petroleum system from source to trap, AAPG Memoir 60, p. 93-120.
- Petrobras, 2010. Final Report Urubamba, Block 58. Archivo técnico de PeruPetro, ITP03359
- Pluspetrol Perú, 2012. Informe de Reservas del Lote 88, 29 p.
- Waples, D., 1994. Maturity Modeling; Thermal Indicators, Hydrocarbon Generation, and Oil Cracking. In: Magoon, L., y Dow, W., (editors), The petroleum system-from source to trap, AAPG Memoir 60, p. 285-288.