ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO Y MODELADO DE LOS SISTEMAS PETROLEROS EN LAS CUENCAS DE UCAYALI Y MADRE DE DIOS (PERÚ)

Anzulovich Francisco, Sciamanna Simone, Reinante Sara – Repsol YPF

Resumen

El modelado del sistema petrolero constituye una técnica poderosa para lograr una mayor comprensión de la evolución, en el tiempo y espacio, de muchos de los elementos y procesos complejos que tuvieron lugar para dar existencia a una acumulación de hidrocarburos.

Este estudio sintetiza el análisis realizado sobre un área aproximada de 65 000 Km^2 en la zona centro oriental de Perú, al naciente de la faja Andina.

La interpretación y análisis de la información proveniente de métodos geofísicos potenciales, sísmica 2D, pozos exploratorios y afloramientos posibilitó delinear la paleogeografía y colmatación de las cuencas, permitiéndonos además pronosticar el ambiente de depósito, posible distribución y calidad de rocas generadoras, reservorios y sellos.

Desde el Paleozoico Alto (Viseano) hasta el Mesozoico Superior (Campaniano) se refleja, en la información sísmica, magnetométrica y gravimétrica, la presencia de un paleórelieve positivo con rumbo ENE–OSO, "Alto de Paititi", que daría origen a dos depocentros asociados a sendas cocinas generativas.

La caracterización de los parámetros geoquímicos de las rocas madres carboníferas y pérmicas (Gr. Ambo y Fm. Ene) contribuyó a la clasificación analítica de los distintos tipos de querógenos, reconociéndose de este modo dos secciones generadoras dentro del Gr. Ambo que permitieron definir facies orgánicas y, por tanto, modelar con mayor severidad.

Para los niveles del Grupo Ambo se observa una clara variación en el "*timing*" de evolución de la madurez en las dos cocinas. Mientras en el depocentro sur (Cuenca Madre de Dios) una importante generación de hidrocarburos podría ya estar ocurriendo durante el Cretácico Superior, en el norte (Cuenca de Ucayali) la madurez se logra básicamente durante el Terciario Medio y Superior. Distribuciones de madurez ligeramente diferentes entre el Miembro Superior e Inferior serían consecuencia de los distintos tipos de querógenos que podrían prevalecer.

En cuanto a la roca madre de la Fm. Ene no existiría una variación de "*timing*" importante en la generación de hidrocarburos entre las cocinas Norte, Cuenca Ucayali, y Sur, Cuenca Madre de Dios. Por el contrario, la generación es casi contemporánea y empieza básicamente durante el Terciario Superior, a partir de los 30 *m.a.*

El modelado efectuado es considerado consistente y las conclusiones derivadas, por lo tanto, son una síntesis substancial de los sistemas petroleros activos en la porción sur del territorio peruano.

Introducción

La zona de estudio alcanza una cobertura de 65 000 Km^2, situándose en el sector centro-oriental del territorio peruano. Está cubierta por una espesa vegetación y surcada por una densa red fluvial ver Fig. 1.

El principal objetivo perseguido fue obtener una mayor comprensión del marco geológico y una visión tridimensional del sistema petrolero para lograr una evaluación regional y poder así tratar de entender la problemática en la prospección del sector sur de la Cuenca de Ucayali y norte de Madre de Dios.

La correlación e interpretación de todos estos datos permitió identificar un paleo alto estructural que con dirección ENE - OSO transcurre desde el escudo brasileño, al oriente, hacia el Alto del Pajonal y las montañas de Shira en occidente. El mismo marcaría la disociación entre las cuencas de Ucayali hacia el Norte y Madre de Dios al Sur, en este trabajo denominado "Alto de Paititi".

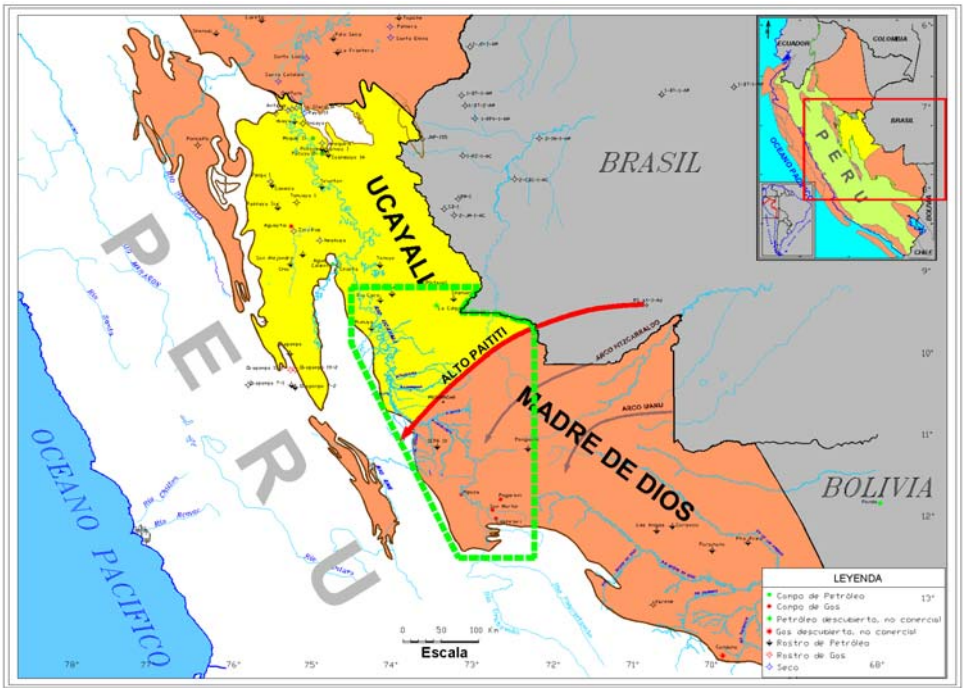


Fig 1 - Mapa de ubicación indicando la cobertura del estudio ( ).

El relleno sedimentario de los depocentros es el registro de eventos marinos y continentales iniciados durante el Ordovícico Alto, en fosas de tipo rift, que habrían mantenido independencia espacial y evolutiva hasta tiempos cretácicos.

Las cubetas desarrolladas hacia ambos lados del Alto de Paititi reflejan estilos estructurales propios; mientras que en la Cuenca de Ucayali predominan los fallamientos de rumbo N–S, fracturas directas en su génesis que posteriormente sufrieron numerosos procesos de inversión, en Madre de Dios las fases tectónicas compresivas terciarias dieron origen a fracturación con sentido NO–SE.

La investigación y estudio de las rocas madres y reservorio en su génesis, distribuciones faciales, evolución vertical, riqueza orgánica y definición de tipo de querógeno fue hecha con la intención de arribar a un entendimiento más acabado del funcionamiento del sistema petrolero regional. Procurando llegar a definir mejor la ubicación y límites de “cocinas”, historia de generación y expulsión de los hidrocarburos e interpretar con claridad tendencias de movilidad y distribución de los fluidos en su camino hacia factibles entrampamientos a través del tiempo.

A partir de los estudios realizados dos cocinas, asociadas con ambas cuencas, fueron identificadas y diferentes sistemas petroleros pudieron ser reconocidos:

Cuenca de Ucayali

Fm. Ene → Reservorios Cretácicos (!)

Gr. Ambo → Green Sandstones (.)

Cuenca Madre de Dios

Fm. Ene → Reservorios Cretácicos y Precretácicos (.)

Gr. Ambo
Gr. Cabanillas → Reservorios Cretácicos y Precretácicos (!)

Sistemática de Trabajos

La zona relevada y los elementos utilizados para realizar el presente estudio pueden ser observados en la Fig. 2.

Para la evaluación de las cuencas y su prospectividad se interpretó y analizó la siguiente información:

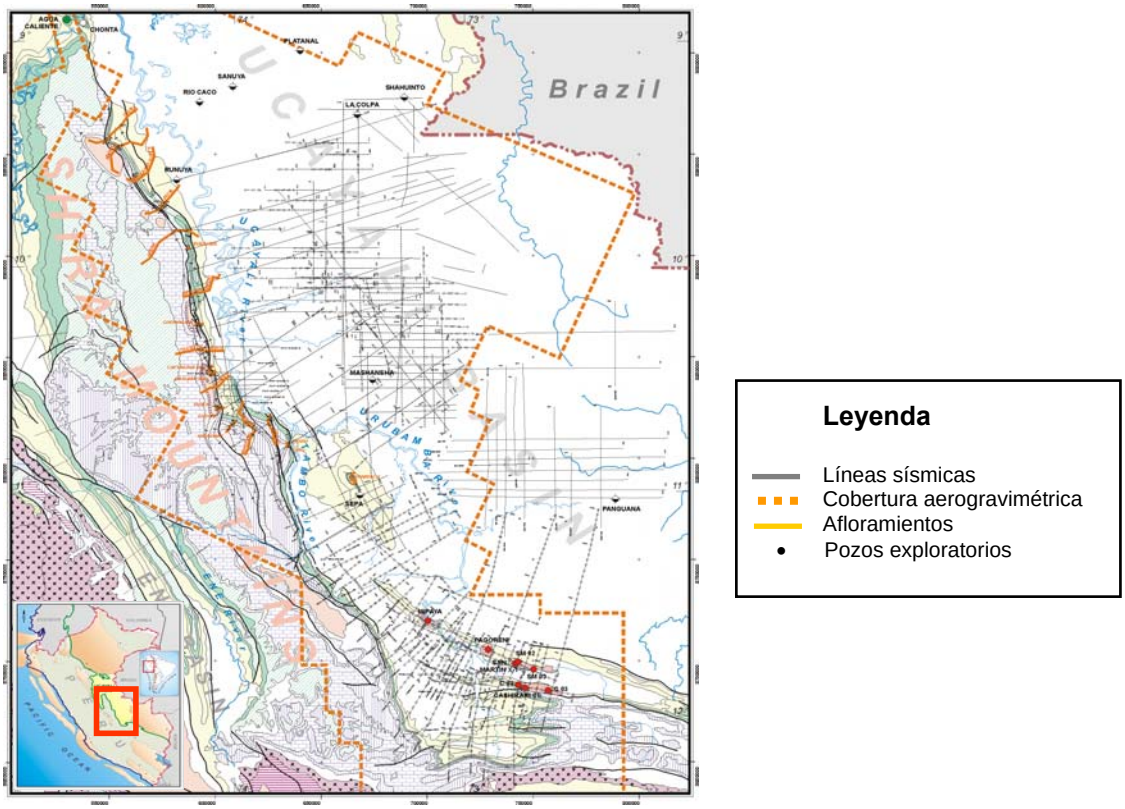


Fig. 2 - Detalle de la Información.

- Compilación e integración de toda la información técnica existente.
- Imágenes satelitales Landsat y radar.
- Levantamientos magnetométricos y gravimétricos existentes.
- 13 pozos exploratorios.
- Información sísmica reprocesada y disponible a efectos de construir mapas estructurales e isópacos de los horizontes sísmicos más importantes, complementando los mapas con secciones estructurales y estratigráficas.
- Muestreo geoquímico y correlación de crudos con rocas generadoras.
- Definición de secuencias estratigráficas y estilos estructurales.
- Modelado 3D del sistema petrolero para ambas cuencas.

Para la concreción del trabajo se analizó la información proveniente de 13 sondeos exploratorios, 22 afloramientos, 16.000 Km. de relevamiento aerogravimétrico, imágenes Landsat, radar y se interpretaron en base al análisis secuencial 17.000 Km. de líneas sísmicas 2D confeccionándose distintos tipos de planos (Fig. 3).

Para la caracterización de los niveles generadores en las diferentes rocas madre se analizaron muestras provenientes de afloramientos y recortes de trépano, llevándose a cabo una rigurosa selección de los datos existentes basada en nuevos conceptos surgidos de los estudios sismoestratigráficos.

Desde el modelado del sistema petrolero se elaboraron 18 planos estructurales y se restituyeron, a fin de homogeneizar el dato, los modelos 1D realizados previamente en algunos pozos.

Acorde a las consideraciones expuestas se construyó el modelado del sistema petrolero interpretándose tiempos de generación y expulsión de los hidrocarburos presentes en el sistema, componiendo vías de desplazamiento que podrían seguir un patrón migratorio eficiente desde dos “cocinas” generativas situadas en sendos depocentros, que por su independencia espacial y evolutiva en los niveles generadores, definirían sistemas petroleros activos diferentes.

Estratigrafía y Estructura

La región, durante los últimos 550 *m.a.*, estuvo caracterizada por una complicada historia paleogeográfica. Durante el Palaeozoico temprano el área fue un margen pasivo evolucionando a convergente durante el Mesozoico, para finalmente en el Cenozoico tardío producirse el desarrollo de una cuenca de antepaís o “*foreland*” (Dalziel y Forsyte, 1985; Megard et al., 1984; Megard, 1989).

La evolución de la cuenca durante el Fanerozoico y la fuerte influencia de la tectónica Terciaria fueron causantes de la configuración en forma de cuña que adquiere el relleno sedimentario, con el engrosamiento del mismo hacia el oeste y adelgazamiento en el sentido contrario.

En el área de estudio, la presencia del escudo brasileño y la inversión estructural reducen el espesor de sedimentación considerablemente, ya sea por no depositación o por erosión. Como consecuencia de ello, las formaciones del Cretácico Tardío y el Terciario están presentes en casi toda la región, mientras que los sedimentos pertenecientes al Paleozoico se encuentran preservados en los “*hemigrabens”* del Paleozoico y Mesozoico acuñándose hacia el Este sobre el escudo brasileño.

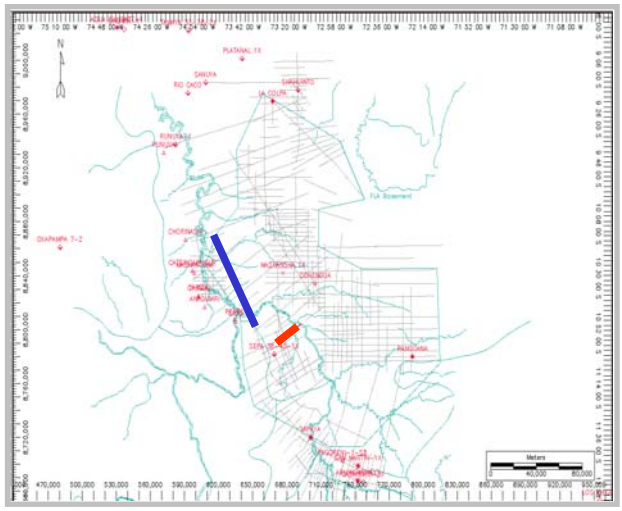
Las cuencas de antepaís peruanas han sido influenciadas predominantemente por tres fases tectónicas principales, la mayoría de estos eventos pueden ser perfectamente identificados en los datos sísmicos disponibles en el área de estudio. En el Paleozoico Temprano, durante la Fase Hercínica, fueron creados “*grabens*” fallados y terrenos extensionales con orientación predominante N-S. En el Paleozoico tardío, la fase Eohercínica, fue un evento de compresión que principalmente invirtió las fallas normales tempranas. El Tectonismo Terciario, fundamentalmente Mioplioceno, dió origen a fallas de despegue de dirección preponderante NO-SE en la Cuenca Madre de Dios y estructuras que involucran basamento de orientación N-S en la de Ucayali. Esta diferencia en el tiempo y la actividad tectónica influenció claramente en la historia depositacional de ambas cubetas. Los cambios en las estructuras del “*trend*” subandino están en función de los diferentes mecanismos de deformación y de la cantidad de acortamiento producido.

En base a la integración y estudio de toda la información geológica, geofísica, magnetométrica y gravimétrica disponible se observa que existe un paleo alto estructural con dirección aproximada ENE-OSO que une el escudo brasileño, ubicado al Este, con el alto del Pajonal y las montañas de Shira, al Oeste. Este paleo estructura,“Alto de Paititi”, constituiría el límite entre las cuencas de Ucayali al Norte y Madre de Dios al sur (Fig. 4). La separación entre las cuencas antes mencionadas fue efectiva hasta que en el Santoniano se produce la mayor extensión de los mares en Perú; este avance del mar queda documentado con la irrupción de la sedimentación clástico-calcárea de la Fm. Chonta.

El registro sedimentario, en ambas cuencas, se inicia con el relleno del rift Paleozoico Temprano que a lo largo de la historia geológica experimenta una serie de inversiones tectónicas e influencias de cambios eustáticos.

Durante el tiempo transcurrido desde el Paleozoico Tardío y la gran ingresión marina cretácica los depocentros evolucionan de manera independiente quedando como documento de ello el depósito de eventos diacrónicos que se evidencian en las cartas cronoestratigráfica. Ver Figuras 5(a) y 5(b).

En el siguiente plano se indica la ubicación de las líneas sísmicas utilizadas en la confección de las cartas cronoestratigráficas de las Cuencas de Ucayali y Madre de Dios. Las mismas pueden ser observadas en detalle en las Figuras 5(a) y 5(b).



En trazo azul la correspondiente al depocentro de Ucayali, en rojo la de Madre de Dios.

Ambas líneas se sitúan en proximidad al Alto de Paititi, quien transcurriría entre ellas con dirección ENE-OSO.

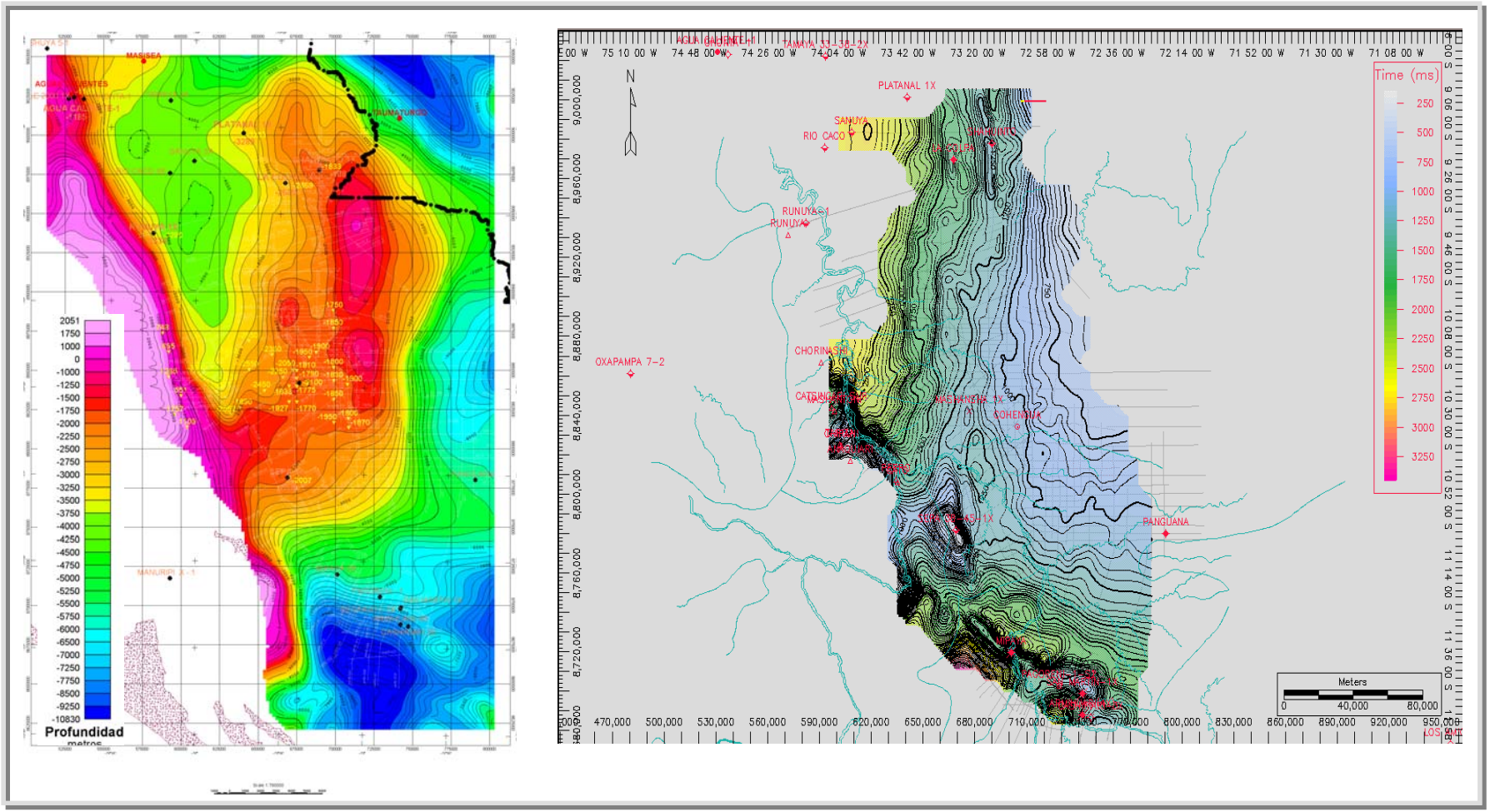


Fig. 3 - Mapa de profundidad de basamento a partir del gravimétrico residual y estructural en tiempo al tope del Gr. Copacabana.

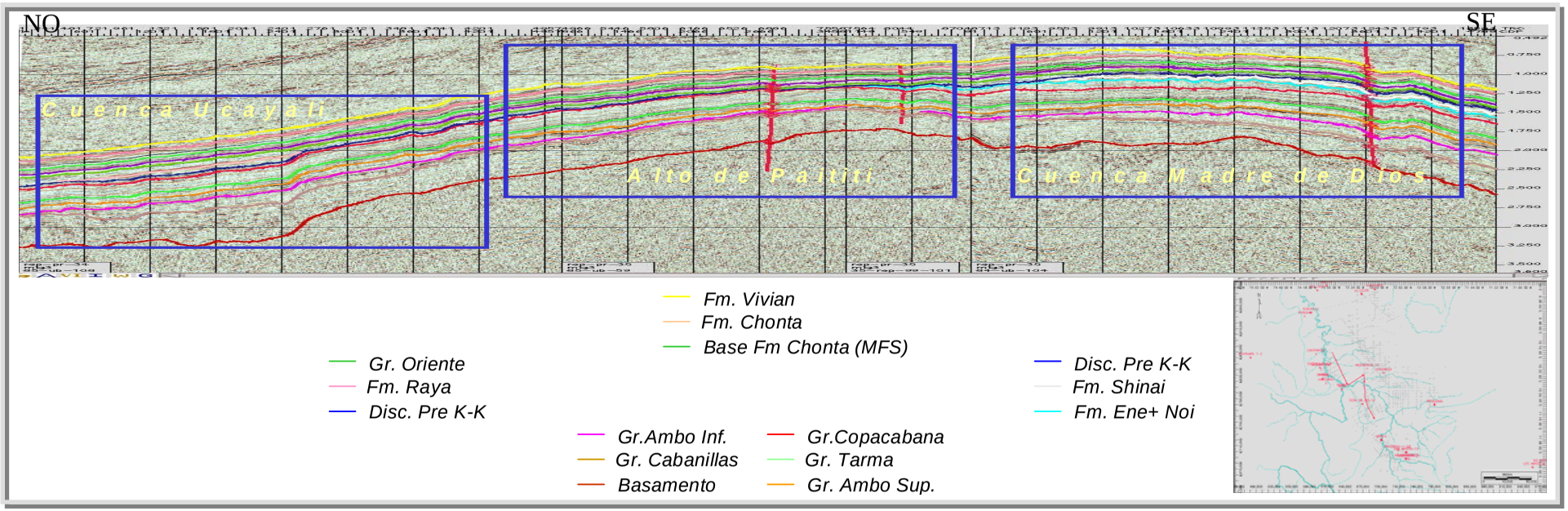


Fig. 4 - Sección sísmica comprimida (aproximadamente 180 Km.) indicando los límites secuenciales y el desarrollo de ambas cuencas a partir del Alto de Paititi.

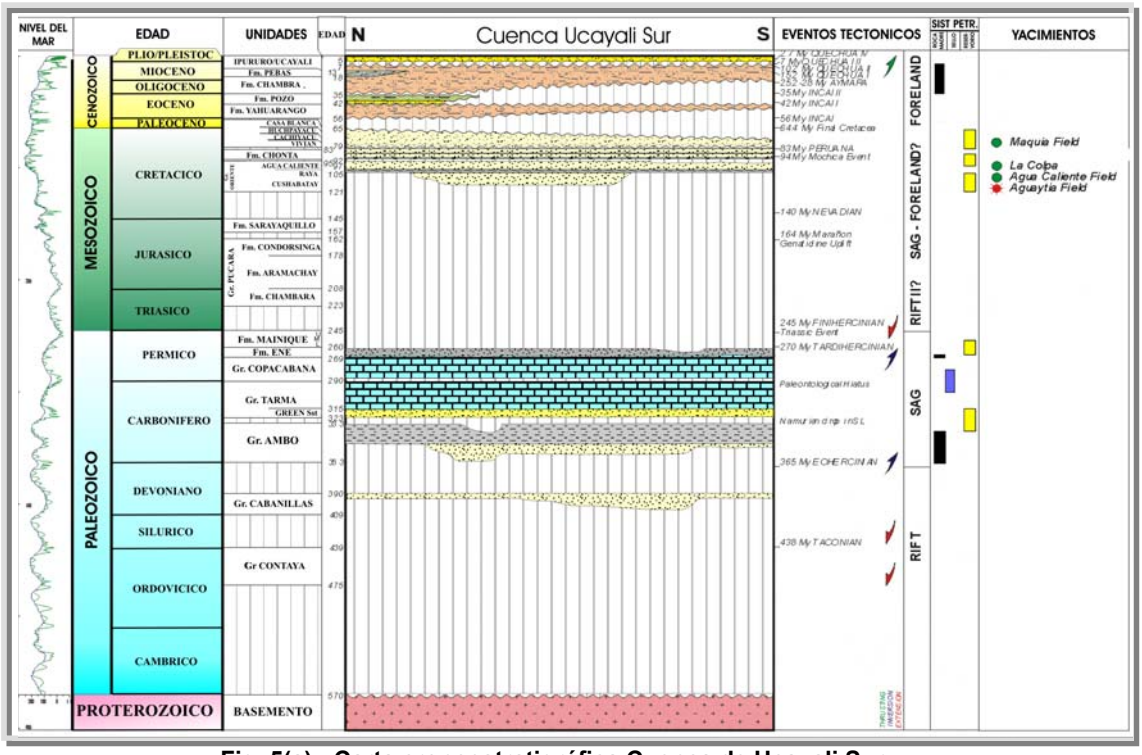


Fig. 5(a) - Carta cronoestratigráfica Cuenca de Ucayali Sur.

Nótese la presencia de los principales reservorios pre Cretácicos y Cretácicos sobreyacentes a la potente columna carbonática del Gr. Copacabana en la Cuenca de Madre de Dios, en contraste con el mayor desarrollo de reservorios cretácicos tardíos en la Cuenca de Ucayali.

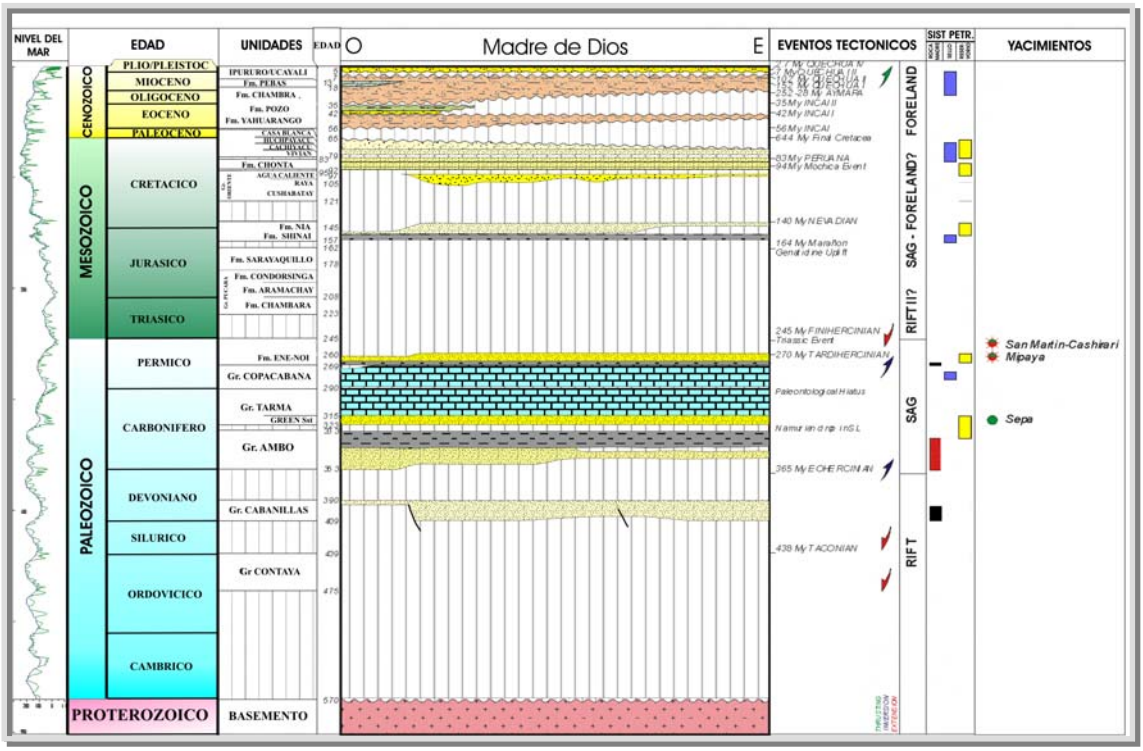


Fig.5(b) - Carta Cronoestratigráfica Cuenca Madre de Dios.

En base al estilo estructural vigente en el área se identifican tres diferentes sectores:

1. **Sector norte, Cuenca Ucayali:** Esta zona se caracteriza por tener como estilo estructural dominante la inversión de fallas normales preexistentes, que involucran basamento, producidas en el temprano Paleozoico. La mayoría de ellas son casi verticales, sugiriendo que en su origen hayan sido fracturas de desplazamiento de rumbo. Sin embargo no todas las fallas normales registraron procesos de inversión.

2. **Sector central, Alto de Paititi-Escudo Brasileño:** Hacia el Norte del Alto de Paititi se extiende la Cuenca de Ucayali y al Sur la de Madre de Dios. En las imágenes satelitales y en los mapas de sísmica, este alto, aparece como una zona casi no deformada en comparación con la alteración que sufrieron las cuencas vecinas.

3. **Sector Sur, Cuenca Madre de Dios:** Aquí la deformación se caracteriza por formar trenes de anticlinales y sinclinales alargados en dirección NO-SE, dispuestos en forma paralela. Las estructuras por lo general afectan solamente a las rocas post silúricas, constituyendo una verdadera faja plegada y fallada de lámina delgada desvinculada de un sustrato más antiguo por un nivel de despegue basal (Coward,M.P. 1983). Los principales anticlinales de la zona son formados por flexión de fallas inversas de centenares de metros de rechazo, denominados corrimientos. Un rasgo característico de esta región es la presencia de retrocorrimientos en la sección terciaria. El plegamiento se produjo en varias etapas o estadíos. El carácter episódico de la deformación estaría demostrado por la trayectoria de las principales fallas, la presencia de fallas fuera de secuencia, fallas falladas y por último, estratos de crecimiento plegados (Disalvo et al 2003).

Modelado de los Sistemas Petroleros

El modelado de los sistemas petroleros en las Cuencas de Ucayali / Madre de Dios fue caracterizado a partir de una configuración tridimensional, partiendo de condiciones geológicas, geofísicas, geoquímicas y observando numerosos procesos físico-químicos que controlan la acumulación de hidrocarburos, desde la maduración y expulsión primaria de la roca generadora a la subsiguiente migración secundaria y entrampamiento final.

El sistema petrolero contemplado tiene como substanciales rocas madres a las pelitas deltaico-marinas del Gr. Ambo y aquéllas de origen marino-marino somero agrupadas bajo la denominación formacional de Ene. Con menor relevancia en la zona, dada la escasa información existente, se discurre sobre el potencial generador de las pelitas devónicas del Gr. Cabanillas.

El análisis de las muestras de rocas madre sometidas a pirólisis *Rock-Eval* permitió definir dos tipos de facies orgánicas para las sedimentitas deltaicas del Gr. Ambo, Carbonífero temprano, que dieron lugar a la caracterización de dos tipos de querógenos con aporte terrígeno variado. De esta manera se asumió un criterio diferente para el modelado de la unidad de referencia, generándose sendos escenarios conforme a las características geoquímicas de cada uno de ellos.

La otra generadora de importancia relevante en el ámbito del trabajo la Fm. Ene, Pérmico alto?, se comporta decididamente como continente de un tipo II de querógeno suscitado en depósitos de origen marino somero y pronóstico de hidrocarburos líquidos.

Se especula con la potencialidad de unidades generadoras devónicas, Gr. Cabanillas, que ya en el margen inferior del área que comprende este estudio adquieren importantes valores en contenido orgánico, especulándose con un tipo de querógeno generador de hidrocarburos líquidos (Mathalone and Montoya, 1995; Isaacson et al., 1995; Schiefelbein et al, 1996; Eduardo, 1998).

Las muestras geoquímicas correspondientes se alinean definiendo un tipo de querógeno con aporte terrígeno mayoritario situado entre III y IV. Excepto los datos provenientes del pozo Pando 1-x situado ya en Bolivia, cuyos rangos de contenido orgánico y de pirolisis *Rock Eval* resultan descollantes definiéndose como excelentes, las secciones del Devónico muestran aquí un patrón diferente.

Como reservorios cuentan las unidades Cretácicas - pre Cretácicas y las Carboníferas (Gr. Tarma-Green Sandstones); siendo factibles sellos las espesas secciones carbonáticas del Gr. Copacabana, las pelitas Cretácicas y las capas rojas Terciarias.

El flujo de trabajos continuó con la construcción del bloque 3D (280 x 210 Km) haciendo uso de la herramienta proporcionada por el programa *BasinView-BasinFlow* (*Platte River Associates Inc*.) y cuya arquitectura estuvo sostenida por 9 mapas sísmicos en profundidad, 18 mapas estructurales y estratigráficos, 9 planos de riqueza orgánica, litofaciales e isomadurez y la consolidación de las calibraciones en modelados 1D de los pozos del área.

El examen de las litologías descriptas en afloramientos y el ordenamiento de los datos geoquímicos obtenidos en ellos permitieron, en primera instancia, reconocer diferencias substanciales en niveles generadores dentro del espesor total de las reconocidas rocas madres Gr. Ambo y Fm. Ene.

Estas observaciones efectuadas en los perfiles de superficie, se trasladaron a información de diagrafías y secciones sísmicas llegándose a distinguir claramente las mencionadas diferencias y facultando, de esa manera, correlaciones regionales (Figura 6).

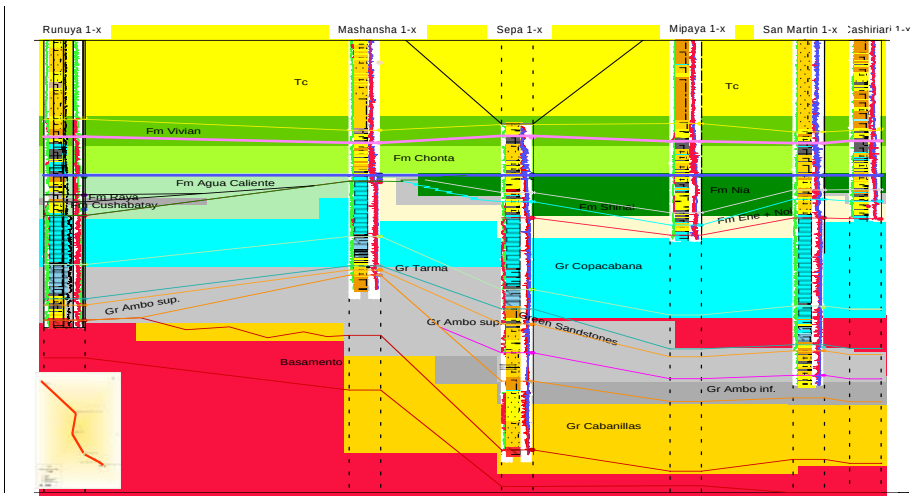


Fig. 6 - Sección estratigráfica NO-SE, sin escala, nivelada a la base de la Fm. Chonta donde se muestra la diferente evolución estratigráfica de los depocentros.

Las sedimentitas deltaico-marinas del Gr. Ambo *(*Tournasiano-Viseano, 363-333 *m.a*.) presentan, en general, una sección inferior de clásticos más gruesos, interrumpidos por delgados horizontes pelíticos de aspecto carbonoso, y una superior de arenas más finas y paquetes arcillosos de mayor potencia.

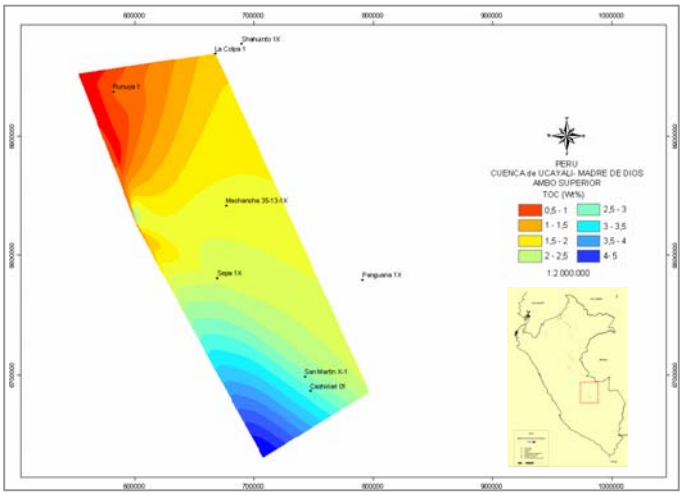


Fig. 7 - Distribución de riqueza orgánica en los niveles Generadores. Miembro superior del Gr. Ambo.

Conjuntamente a estas apreciaciones se advirtieron ciertas discrepancias en cuanto al tenor orgánico de los sedimentos finos. Mientras que las delgadas pelitas del conjunto clástico inferior presentan distribución azarosa y valores dispares, con rangos muy amplios que van desde 1,5 hasta en ocasiones 22% *COT (*carbono orgánico total*)*, las suprayacentes resultan más uniformes en riqueza orgánica, espesores y apariencia. Sus valores promedios alcanzan magnitudes del orden de 2,7 % *COT.*

En base a estas observaciones se identificaron dos secciones para el Grupo Ambo, Superior e Inferior (Figuras 7 y 8).

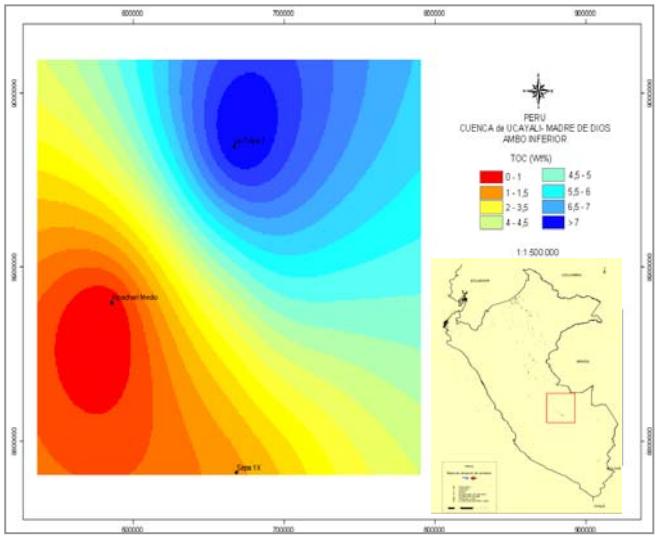


Fig. 8 - Distribución de riqueza orgánica en los niveles Generadores. Miembro inferior del Gr. Ambo.

El análisis visual de querógeno de Ambo Superior, en quebradas como Mashantoni y Catsingari Sur, sugiere capacidades de generación de hidrocarburos que van desde mixta (petróleo/gas) en las muestras enriquecidas en restos estructurados, a petrolífera en aquéllas dominadas por la presencia de la fracción amorfo-lipídica. Por su lado, estimaciones del Índice de Alteración Térmica (TAI) es de 3 con una reflectancia de vitrinita equivalente (VRE%) de 0,9, que se correspondería con un estadío pico en la generación de petróleo.

Respecto al aquí denominado Gr. Ambo Inferior, las pocas mediciones geoquímicas que se obtuvieron dan cuenta de la relativa importancia que adquieren los niveles generadores, de escaso espesor, interdigitados con areniscas groseras. Los planos de contenido orgánico, Figura 8, polarizan rangos extremos de concentraciones de carbono que materializan la disparidad de valores que presentan estas secciones generadoras que fueran asignadas, en la oportunidad, a un querógeno con influencia terrígena importante encasillado dentro de un tipo III acorde a datos de pirolisis *Rock Eval*.

El potencial de generación en ambos casos (Ambo Superior e Inferior) se califica como bueno.

Con referencia a la roca madre del Paleozoico tardío, Fm. Ene (Pérmico, 269-260?*m.a.)*, fueron individualizadas dos secciones generadoras situadas alternadamente con bancos calco-samíticos. Se reconocen horizontes con mayor contenido orgánico en posiciones cercanas al tope de la entidad en pelitas-calcáreas, que podrían vincularse a depósitos de áreas restringidas y aporte terrígeno considerable, con promedio de *COT* de 2,3% y otro en la base donde sedimentos clásticos finos revelan un valor medio de 1,7% de carbono orgánico total (Figura 9).

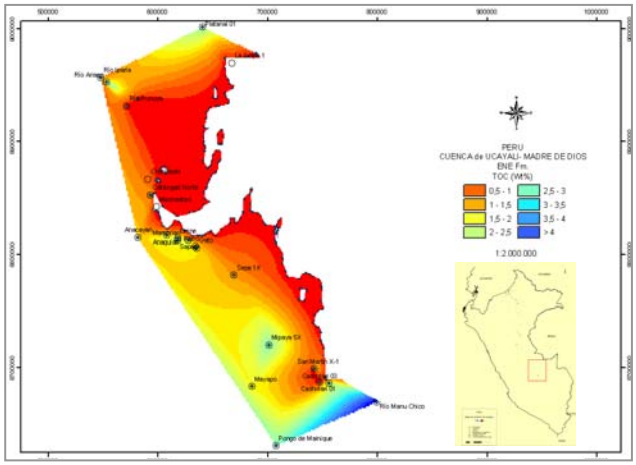


Fig. 9 - Distribución de riqueza orgánica en los niveles generadores de la Fm. Ene.

Los análisis geoquímicos indican magnitudes de contenido orgánico desde 0,5 a 7,6 %, con la mayoría situados en jerarquías de 2 a 4%. El querógeno que la identifica muestra un índice hidrógeno arriba de 500 mg HC/g COT, con relaciones $T_{máx}$ versus PI (S_1/S_1+S_2) que otorgan niveles de madurez térmica tempranos a fase de petróleo.

La excelente capacidad generativa que logran poseer los niveles pelíticos de la Fm. Ene, sitúan a su querógeno como de un tipo I/II, altamente prolífico para petróleo.

Bajo la denominación de Gr. Cabanillas, Devónico 409-390 *m.a.* se agrupan una serie de depósitos confinados en áreas restringidas cuyos horizontes fueran reasignados estratigráficamente en este trabajo y que adquieren tenores orgánicos importantes en la Cuenca Madre de Dios, en pozos como Los Amigos 1-x, Puerto Primo 1-x, Pariamanu 1-x y más al sur ya dentro de territorio boliviano, a 500 Km aproximadamente de la zona que nos ocupa, en el sondeo Pando 1-x.

Resumiendo lo expresado en los párrafos anteriores sobre las rocas generadoras, en el modelado se definieron los niveles roca-madre del Carbónico/ Pérmico del siguiente modo:

1. Roca madre Ene, querógeno Tipo II, *COT* 2%.

2. Roca madre *Ambo.*

   - Miembro Superior: querógeno Tipo II, *COT* variable de 1,5 a 3%. Para tener en cuenta la incertidumbre sobre la exacta distribución de facies marinas en este miembro se utilizó un querógeno tipo II pobre (*Lean Type II*), es decir, una cinética de un querógeno marino pero con un índice de hidrógeno reducido (hasta 50% de los valores típicos).

   - Miembro Inferior: querógeno Tipo III, *CO*T 3%.

Se destaca que para las rocas madre Ene y Ambo, tanto Superior como Inferior, existen dos área donde se alcanzan los más alto valores de madurez (TR 100%), una ubicada en el sector centro-septentrional del área de estudio y la otra hacia al sur donde se localiza el yacimiento Camisea.

Estas dos cocinas están separadas por un alto que existe a partir del Paleozoico Superior (Alto de Paititi).

Para los niveles de Ambo se observa una clara variación en la cronología de eventos (*timing)* sobre la evolución de la madurez en las dos cocinas.

En la cocina del sur una importante generación de hidrocarburos podría ya estar ocurriendo durante el Cretácico Superior mientras, en el norte la madurez se logra básicamente durante el Terciario Medio y Superior.

Se observa una distribución de madurez ligeramente diferente entre el Miembro Superior e Inferior como consecuencia de los distintos tipos de querógenos utilizados en ambos miembros.

Para la roca madre Ene no existe una variación en la cronología de eventos (*timing)* importante en la generación de hidrocarburos entre la cocina del norte y del sur. Por el contrario, la generación es casi contemporánea y empieza básicamente durante el Terciario Superior (a partir de lo 30 *m.a.* en el presente modelo).

Con respecto al *Gr. Cabanillas*, se observa una importante diferenciación espacial y en el tiempo de la madurez.

En base al modelado se estima que la generación de hidrocarburos se circunscribe al área más occidental con las cantidades más importantes en las dos cocinas o depresiones definidas ya en los párrafos previos.

La generación y migración primaria de hidrocarburos, desde el Ambo Superior, comenzaría a partir de los 100 *m.a*. desde la cocina austral.

La expulsión emprendería su periplo alrededor de lo 50 *m.a.* desde el depocentro sur, coincidiendo con la sedimentación de la secciones terciarias. Mientras que desde el norte recién lo haría a lo 40 *m.a.* ya con una espesa columna sedimentaria terciaria depositada.

Con referencia a la Fm. Ene los fenómenos de generación-expulsión-migración, partiendo de ambas cocinas, se situarían en los 25 *m.a*., posteriormente a la Fase Quechua II de la Orogenia Andina, permaneciendo en zona de generación hasta la actualidad.

Generalmente, la proporción de pérdida durante el camino de migración reduce la carga efectiva del prospecto un porcentaje entre el 5 y 10% del total de hidrocarburos generados (Magoon y Dow,1994).

Estas pérdidas se realizan en el camino entre las rocas madres y los reservorios, más tarde dentro del reservorio mismo. Por último, disipaciones ocurren por fenómenos de re-migración.

Cuanto mayor son las pérdidas entre la roca madre y el reservorio, tanto menor será la distancia de migración adentro de un “carrier” seleccionado aplicando un mecanismo de llenado (*Fill and Spill*).

Conclusiones

- En base a interpretación y análisis de datos gravimétricos y sísmicos se logró identificar un paleo-alto que correspondería al “Alto de Paititi”, el cual sería el límite entre las Cuencas de Ucayali y Madre de Dios.

- En la Cuenca Madre de Dios, se postula la hipótesis que los sedimentos depositados sobre el Gr. Copacabana podrían ser:
  - Jurásicos asimilables a la Formación Beu de Bolivia.
  - Depósitos fluvio-eólico Pre Cretácicos.

- El modelado del sistema petrolero constituye una técnica poderosa para lograr una mayor comprensión de la evolución, en el tiempo y espacio, de muchos de los complejos procesos (generación, expulsión, migración, entrampamiento, preservación) que tuvieron lugar para que exista una acumulación de hidrocarburos.

- En esta oportunidad, una vez ajustada con sumo realismo la información geológica disponible y luego de haber logrado una rigurosa disciplina en el tratamiento e incorporación de los datos geoquímicos existentes, se realizó un modelado de cuenca 3D a fin de conocer la distribución de la madurez de los distintos niveles de roca madre individualizados en el área, así como representar los caminos potenciales de migración con el objetivo final de definir el potencial exploratorio.

- El modelado es considerado sólido y las conclusiones arribadas compendian un amplio análisis de los sistemas petroleros activos en extensas cuencas del territorio peruano.

- Las siguientes conclusiones generales son válidas para el conjunto de parámetros y datos disponibles:
  - Dos "cocinas" principales fueron identificadas en la zona de estudio para los intervalos de rocas madre del Gr. Ambo y Fm. Ene, coincidentes con los depocentros individualizados:
    - Una potencial cocina norte que se estima responsable de la carga del pozo La Colpa 1-x a partir de niveles generadores de Fm. Ene.
    - Un área de cocina austral, probada por el yacimiento de Camisea.
  - Se reconocieron dos secciones generadoras con características particulares dentro del Gr. Ambo que permitieron definir "*facies orgánicas*" y, por tanto, modelar con mayor severidad.
  - La generación de hidrocarburos y su expulsión se pueden resumir del siguiente modo:
    - Ambos miembros del Gr. Ambo (Inferior y Superior) iniciaron la concepción de hidrocarburos a partir de los 100 *m.a*. desde la cocina sur, la parte más profunda del intervalo más tempranamente. El pico de generación ocurre durante el Cretácico alto y Terciario medio.
    - El intervalo generador de la Fm. Ene inició la generación de hidrocarburos no antes de los 30 *m.a*. incrementando su madurez hasta la actualidad.

Contribuciones Técnicas y Económicas

El conjunto de los análisis efectuados y sus interpretaciones proveen una fuerte base para entender la distribución actual de los hidrocarburos, otorgando elementos para evaluar los riesgos en la exploración petrolera y suministrando medios para obtener los recursos minerales más sensatamente.

Bibliografía

- Benavidez V., 1991, Cuencas Paleozoicas en el Subandino Peruano. Simposio Bolivariano IV, Bogota, Colombia, Trabajo 34.

- Cavalcante de Barros, M. and E. de Paula Carneiro, 1991, The Triassic Jurua Orogeny and the Tectono-Sedimentary Evolution of Peruvian Oriente Basin –Exploratory Implications. Simposio Bolivariano IV, Bogotá, Colombia, Trabajo 6.

- Corelab, 1997. Geochemestry of samples from Ucayali Basin. Informe Repsol-YPF.

- Disalvo A., M. Arteaga and J. Chung Ching, 2002, Geometría de las trampas y análisis estructural en el area de Camisea y sus alrededores, Cuenca de Ucayali, Oriente de Perú. INGEPET (EXPR-3-AD-34)

- Disalvo A., M. Arteaga and J. Chung Ching, 2003, Lote 88 "Camisea". Geometría y Origen de las trampas de gas. Cuenca de Ucayali. Este de Perú. VIII Simposio Bolivariano – Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.

- Eduardo H., 1998, Peru, Ucayali Basin, Block 35, Executive Summary.

- Grimalt J. and Albaiges J.,1987 – Source and occurence of C12-C22 n-alkane distributions with even carbon-number preference in sedimentary environments. Geochim. Cosmochim. Acta, 51, p 1379-1384.

- Isaacson P., B. Palmer, B. Mamet, J. Cooke and D. Sanders, 1995, Devonian-Carboniferous Stratigraphy in Madre de Dios Basin, Bolivia: Pando X-1 and Manuripi X-2 Wells. Petroleum Basins of South America, AAPG Memoir 62, p. 501-509.

- Macellari C., 1988, Cretaceous Paleogeography and Depositional Cycles of Western South America. Journal of South American Earth Science, Vol. 1, p. 373-418.

- Magoon & Dow , 1994 – The petroleum system from source to Trap, AAPG Memoir, 60, p. 3-24.

- Mango F.D (1997) – The light hydrocarbons in petroleum: a critical review. Org. Geochem., 26, p. 417-440.

- Mathalone J. and M. Montoya, 1995, Petroleum Geology of the Sub-Andean Basins of Peru. Petroleum Basins of South America, AAPG Memoir 62, p. 423-444.

- Megard F., 1989, The evolution of the Pacific Ocean Margin in South America North of the Arica Albow (18ºS). In Ben-Avraham, ed.: The Evolution of the Pacific Ocean Margins, Oxford University Press, p. 208-230.

- Mendivil S., 1973, Aspectos Generales de la Estratigrafia del Sur del Peru. II Congreso Latinoamericano de Geologia, Caracas, Venezuela.

- Mohler H., 1989, Hydrocarbon Habitat of San Martin and Cashirari Gas/Condensate Discoveries, Southern Ucayali Basin of Peru. AAPG Bull., Vol. 73, p. 393, Meeting Abstract.

- Mohler H., 1995, San Martin and Cashirari Gas/Condensate Accumulations, Camisea Area, Southern Ucayali Basin, Peru. AAPG Annual Meeting. Meeting Abstract, p. 67.

- Nishimura M. and Baker E. W.,1986 – Possible origin of of n-alkans with a remarkable even-to-odd predominance in recent marine sediment. Geochim. Cosmochim. Acta, 50, p 299-305.

- Pardo A. and F. Zuñiga y Rivero, 1973, Estratigrafia y Evolucion Tectonica de la Region de la Selva del Peru. Parte I: Paleozoico. II Congreso Latinoamericano de Geologia, Caracas, Venezuela.

- Perales Calderon F., 1970, Glosario y Tabla de Correlacion de las Unidades estratigraficas del Peru. I Congreso Latinoamericano de Geologia, Lima, Peru.

- Schiefelbein et al, 1996-Peru oil study . Regional petroleum geochemestry of crude oils from Peru. Geomark Research, Inc. Houston, Texas.

- Sempere T., 1995, Phanerozoic Evolution of Bolivia and Adjacent Regions. Petroleum Basins of South America, AAPG Memoir 62, p. 207-230.

- Shepherd R., N. House and R. Webster, 2002, Assessement of potentially large, shallow stratigraphic traps, Manu arch, Madre de Dios Basin, Peru. INGEPET (EXPR-3-RS-35).

- Szekely T., 1971, Jurassic Stratigraphy of Southern Peru. Colloque du Jurassique, Memoir B.R.G.M., Nº 75, p. 727-737.

- Torres M., R. Porta and I. Brissón, 2001: Applications and Developments of Sequence Stratigraphy in Latin America: Synthesis of Exploration and Development Experiences in the Sub-Andean Basins. SPE 69446. VII SPE LACPEC, Argentina.

- Vasquez Flores M, 2001, Geología del sur de la Cuenca de Ucayali, Peru. BIP, Buenos Aires Argentina.

- Viera A., A. Disalvo, M. Arteaga, J. Luquez, S. Blanco Ibañez and A. Gutierrez Pleimling, 2002, Estratigrafía secuencial y sistemas depositacionales de los principales reservorios del area de Camisea y sus alrededores, Cuenca de Ucayali, Oriente de Perú. INGEPET (EXPR-3-AD-12)

- Volkman J.K., Johns R.B., Gillian F.T.,1980 – Microbial lipids of an internal sediment: 1. Fatty acids and hydrocarbons. Geochim. Cosmochim. Acta, 44, p. 1133-1141.