

RESERVORIOS NO CONVENCIONALES EN SUDAMÉRICA: EL DEVÓNICO EN LA CUENCA DE MADRE DE DIOS, BOLIVIA-PERÚ

Alejandro Bande¹, Eduardo Micucci¹ y Ricardo Veiga^{1,2}

1: Tecpetrol S.A. alejandro.bande@tecpetrol.com, eduardo.micucci@tecpetrol.com, ricardo.veiga@tecpetrol

2: Facultad de Ingeniería. Universidad de Buenos Aires

Palabras clave: Madre de Dios, Devónico, Tomachi, Reservoirio No Convencional

ABSTRACT

The Madre de Dios basin is located in the subandean zone of Bolivia and Perú. It is a partially explored basin with scattered wells and partially covered by 2D seismic lines. During the Devonian a thick (> 1000 m) clastic and marine sedimentary sequence filled the basin. That section contains the Tomachi Formation that was described as an excellent source rock.

In the basal part of the Tomachi Formation (Frasnian) a 150 m thick section contains TOC > 2%. This section encompasses the highest geochemical values (Hydrogen and Oil Saturation Indexes) near the maximum flooding surface. In the same section, porosity values range between 10 and 12% and water saturation is between 45 and 55%. This section has adequate characteristics to be considered as an unconventional target. However, the same section drilled in the Peruvian sector showed regular properties.

To define a prospective play area we propose a facies map following the lithology, geochemical and petrophysical data. Additionally, based on depth and maturity we estimate a play area of with 33.000 km².

The Tomachi in-place resources are substantial. Nevertheless, exists critical aspects to consider as the lack of surface facilities, the absence of road infrastructure and possible surface environmental restrictions.

INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la producción de hidrocarburos proveniente de yacimientos no convencionales alienta la investigación y exploración de nuevos plays. Una de las formas de comenzar este proceso de búsqueda es revisando las características de las rocas madres en diferentes cuencas donde el sistema petrolero está probado. En este sentido, la Formación Tomachi (Frasniano) en la cuenca de Madre de Dios ha sido descripta como una world class source rock en base a su source potential index de 18 tonHc/sqm (Peters *et al.* 1997) y autores han postulado un posible potencial como reservorio no convencional (Timoteo 2015; Schneider *et al.* 2018). El objetivo de esta contribución es realizar un análisis e interpretación exploratoria del Devónico

Superior de Madre de Dios teniendo en mente la prospección de recursos no convencionales.

Un segundo objetivo de este trabajo es desarrollar un análisis regional integral de la cuenca de Madre de Dios sin tener en cuenta los límites entre países, con el fin de obtener una clara visión de las variaciones a escala de la cuenca. La cuenca se desarrolla mayormente en los territorios peruano y boliviano, y muchas de las publicaciones y los trabajos técnicos disponibles se focalizan sólo en uno u otro de los sectores geográficos.

Como resultado de este análisis se presenta en este trabajo un *play concept map* identificando una zona de más de 30.000 km² donde la Formación Tomachi tendría potencial como reservorio no convencional. Para construir este mapa se tuvo en cuenta las variaciones en profundidad, madurez y litológicas. Dentro de la zona delimitada no hay pozos perforados y en consecuencia es un play que aún no está probado. Por lo tanto, sería necesaria la perforación de pozos con objetivo no convencional en la Cuenca de Madre de Dios para validar el *play*.

ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca de Madre de Dios tiene una superficie de 150.000 km² y se encuentra en el sector de antepaís de los Andes Centrales (Fig. 1). El área de estudio tiene unos 75.000 km² y abarca la mayor parte de la cuenca exceptuando 3 sectores: la zona profunda que se desarrollan en el sector peruano, el sector deformado y aflorante por la orogenia Andina al Oeste y los bordes de la cuenca

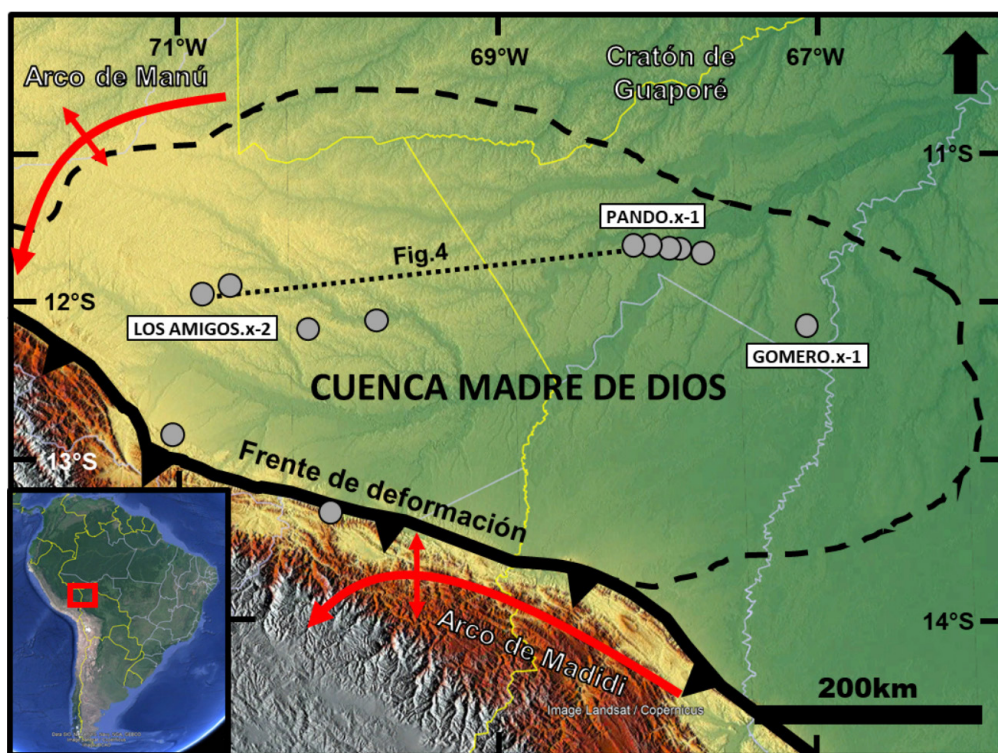


Figura 1. Mapa de ubicación de la cuenca de Madre de Dios mostrando los límites de la cuenca (línea punteada negra), pozos exploratorios perforados (círculos grises) y principales elementos estructurales. Modificado de House *et al* (1999).

donde no se cuenta con datos sísmicos. Geográficamente, la cuenca se desarrolla principalmente en Bolivia y Perú y una pequeña zona en territorio brasileiro (Fig. 1). Por esta razón existen escasos trabajos publicados donde se integren los datos de ambos países. Uno de los objetivos de esta contribución es realizar esta necesaria integración.

HISTORIA GEOLÓGICA DE LA CUENCA DE MADRE DE DIOS

La historia geológica de la cuenca es compleja y abarca, en forma discontinua, desde el Paleozoico Inferior al Holoceno con un espesor sedimentario total de hasta 9 km en las partes más profundas. La mayor parte de los trabajos publicados se focalizan en la evolución geológica en Perú o en Bolivia de manera excluyente. Existen escasos trabajos donde se realiza una integración de los datos en ambos países, entre ellos se pueden destacar los trabajos de Peters, *et al.* (1997) y Aleman y León (2008).

Paleozoico

El basamento de la cuenca es parte del Cratón de Guaporé y está compuesto por rocas metamórficas polideformadas de bajo grado correspondientes a la Fm. Pilcopata (Cámbrico) (Aleman y León 2008). A partir del Ordovícico la cuenca se comportó como una cuenca intracratónica (House *et al.* 1999). La base del relleno de la cuenca de Madre de Dios está representada por rocas de edad ordovícica/silúrica que se apoya en contacto de onlap sobre el basamento, asignados tentativamente al Gr. Carabata (Ordovícico/Silúrico?) (Schneider *et al.* 2018). En territorio boliviano los pozos atraviesan en su sección basal un paquete de areniscas y conglomerados de origen aluvial a fluvial que podrían correlacionarse a este relleno inicial, aunque no se disponen de edades bioestratigráficas en este intervalo (Mobil 1993). Por encima se deposita la secuencia devónica, representada por las lutitas y limolitas de las Formaciones Tequeje y Tomachi en Bolivia y su equivalente en territorio peruano, la Fm. Cabanillas. En territorio boliviano está compuesto por dos grandes ciclos marinos regresivos que gradan de lutitas de offshore a facies arenosas proximales; estos dos ciclos se corresponden con las Formaciones Tequeje y Tomachi, respectivamente. El espesor total de esta sección es cercano a los 1.000 m (Aleman *et al.* 2003) y se interpreta que tuvieron zona de aporte desde el Macizo de Arequipa en el Oeste y el cratón desde el Este (Issacson 1974). El Paleozoico Superior consiste en una secuencia intercalada de rocas clásticas de origen no marino y volcánica y carbonatos de ambiente somero que corresponden a los Grupos Ambo, Tarma y Copacabana (Newel, *et al.* 1953). En Bolivia está representado por los Grupos Retama y Copacabana (Fig. 2).

Mesozoico

La historia Mesozoica en la cuenca está ligada a los procesos que llevaron a la conformación de Gondwana a fines del Paleozoico y a su posterior fragmentación en el Cretácico. El registro Mesozoico comienza luego de una discordancia angular de carácter regional, relacionado con una inversión de la cuenca y erosión relacionada (Schneider *et al.* 2016). Por encima se depositan rocas clásticas, no marinas asignadas a las Formaciones Beu, Eslabón y Flora en Bolivia y Chonta y Vivian en Perú (Alemán y León 2008).

Cenozoico

La sección cenozoica representa el registro sedimentario de composición clástica típico de una cuenca de antepaís. El levantamiento orogénico de los Andes produjo apilamiento cortical, una subsidencia flexural relacionada que facilitó la depositación y preservación de una secuencia sinorogénica en Madre de Dios (Uba *et al.* 2006). Como resultado, la geometría de la cuenca muestra un claro aumento de espesor hacia el sudoeste.

Era	Período	Unidad Perú	Litología	Unidad Bolivia
CENOZOICO	Neógeno	Pagorene		Pagorene
		Ipururo		Ipururo
	Paleógeno	Hualla bamba		Hualla bamba
MES.	Cretácico	Vivian Chonta	 R R	Flora Eslabón Beu
PALEOZOICO	Pérmico	Copacabana Tarma	 S / RM R S / RM	Copacabana
	Carbónico	Ambo	 R / RM	Retama
	Devónico	Cabanillas	 R S / RM R S / RM	Tomachi
				Tequeje
	Ordovícico	Contaya	 R	Carabata

Figura 2. Columna litológica y estratigráfica para la cuenca de Madre de Dios, mostrando la equivalencia entre las unidades descritas en Perú y en Bolivia. Modificado de Alemán y León (2008) y Schneider *et al.* (2018). R es Reservorio, S es Sello y RM es Roca Madre.

EXPLORACIÓN EN LA CUENCA DE MADRE DE DIOS

Madre de Dios es una cuenca subexplorada con un tamaño mayor a los 150.000 km² y sólo 12 pozos exploratorios brindan información de subsuelo (Fig. 1). La información sísmica está constituida exclusivamente por un irregular mallado de sísmica 2D.

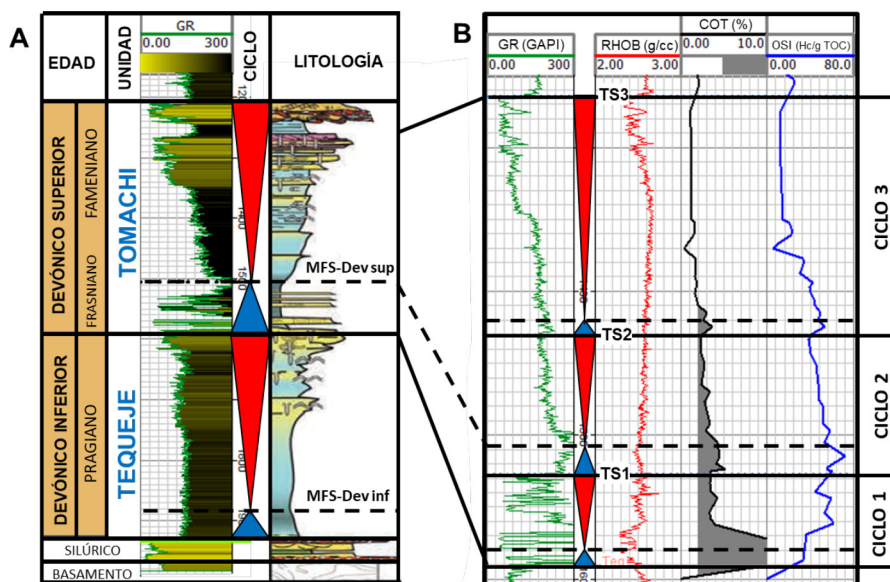
La exploración comienza en el sector peruano en la década del 70. En total 4 pozos prueban petróleo en diferentes niveles paleozoicos, pero no resultan económicos y son abandonados. En la década de los 90, se perfora en Bolivia el pozo Pando.x-1 el cual descubre una acumulación de petróleo con caudales auspiciosos en las areniscas devónicas de la Formación Tomachi. A este pozo le siguieron cuatro pozos más en un corto período, buscando delimitar el descubrimiento realizado. El resultado de estos pozos es desalentador por lo cual decae el interés en la cuenca. A fines de los 90 se perforan los pozos Candamo en la zona de la faja plegada en el sur de la cuenca. El pozo descubre una pequeña acumulación en niveles arenosos de la Formación Nía que resultó subeconómica. Recientemente, en 2021, YPFB perfora el pozo Gomero x-1, con un doble objetivo: convencional para el Silúrico y evaluar el potencial no convencional de la Fm. Tomachi.

ANÁLISIS DE FACTORES CLAVES DEL PLAY DEVÓNICO NO CONVENCIONAL

Estratigrafía

El Devónico en la cuenca de Madre de Dios es de origen marino. Se inicia como un ciclo transgresivo constituido por lutitas negras y grises, limolitas y areniscas subordinadas que alcanzan un espesor mayor a los 1.000 m (PeruPetro, 2002). En Perú está representado por la Fm. Cabanillas, mientras que en Bolivia lo hacen las Formaciones Tequeje y Tomachi (Fig. 2).

Figura 3. Características de la secuencia devónica en el sector boliviano en la cuenca de Madre de Dios. A. Perfil de rayos *gamma* e interpretación litológica de las Formaciones Tequeje y Tomachi (interpretación litológica tomada de Schneider *et al.* 2018). B. Detalle de la Fm. Tomachi donde se pueden ver las variaciones en rayos *gamma*, densidad, COT y OSI. Adicionalmente se observa la división en 3 ciclos Transgresivo-Regresivo.



En el sector boliviano la Fm. Tequeje representa una inundación y muestra un claro arreglo estrato y grano creciente (Fig. 3A). Mayormente está formada por lutitas de offshore que gradan hacia el tope a facies heterolíticas altamente bioturbadas de ambiente de shoreface (Mobil 1993). El ambiente sedimentario de Tequeje se interpreta como una evolución de un ambiente marino de *offshore* hacia un ambiente deltaico siguiendo una clara tendencia regresiva. Para esta unidad se define una superficie de máxima inundación que se la llama MFS-Dev inf. La edad de la unidad es asignada al Devónico inferior (Pragian) (Mobil 1993). Por encima de una paraconcordancia, que es además una superficie transgresiva se deposita la Formación Tomachi. Esta unidad posee una edad Devónico Superior (Frasniano – Fameniano) (Over *et al.* 2009), implicando una importante discordancia intradevónica en la cuenca de Madre de Dios en la cual el Devónico Medio no se depositó o fue erosionado. Al Igual que la unidad infrayacente, la Fm. Tomachi representa una inundación de la cuenca a la que se sobrepone un arreglo regresivo hacia el techo (Fig. 3A). En la base se dispone una sección de hasta 150 m de espesor de anóxica de lutitas ricas en materia orgánica, dentro de esta sección se ubica la segunda superficie de máxima inundación (MFS-Dev Sup).

La Fm. Tomachi en los pozos bolivianos se dividió en al menos 3 ciclos con un arreglo transgresivo-regresivo (T-R). En el ciclo basal, culminado por la superficie TS1, presenta los valores más bajos de densidad y en consecuencia los valores más altos de COT (hasta 16%) (Fig. 3B). En algunos pozos en el sector boliviano (p.e. Pando. x-1) se observan intercalaciones arenosas en la base que son interpretadas como niveles arenosos turbidíticos (Schneider, *et al.* 2018), sin embargo, estos niveles son discontinuos y se pierden en pozos cercanos. Por arriba se desarrolla un nuevo ciclo T-R que culmina con la superficie TS2. Este ciclo contiene a la superficie de máxima inundación para el ciclo de la Fm. Tomachi (MFS- Dev Sup, Fig. 3A) y en consecuencia es el ciclo con menores variaciones en los pozos analizados. Los valores de carbón orgánico total (COT) varían entre 1 y 5 %, presenta bajos valores de densidad y mayores valores de *Oil Saturation Index* (OSI, Jarvie *et al.* 2011). Estas características y su extensa continuidad lateral lo presentan como un nivel óptimo desde el punto de vista de reservorio no convencional. Vale la pena aclarar que la sección comprendida entre MFS-Dev sup y la base de Tomachi podría correlacionarse al Frasnian anoxic event descrito en Europa (Joachimski y Buggisch 1993). En el tercer ciclo T-R culminado por la superficie TS3 los valores de COT en la sección transgresiva disminuyen y el mismo ciclo es culminado por niveles de areniscas que fueron depositadas en un ambiente deltaico (Schneider *et al.* 2018) con proveniencia desde el Cratón de Guaporé (Giusiano *et al.*, 1998). Este paquete arenoso contiene a la denominada Main Sand (Mobil 1993) intervalo descubridor de hidrocarburos convencionales.

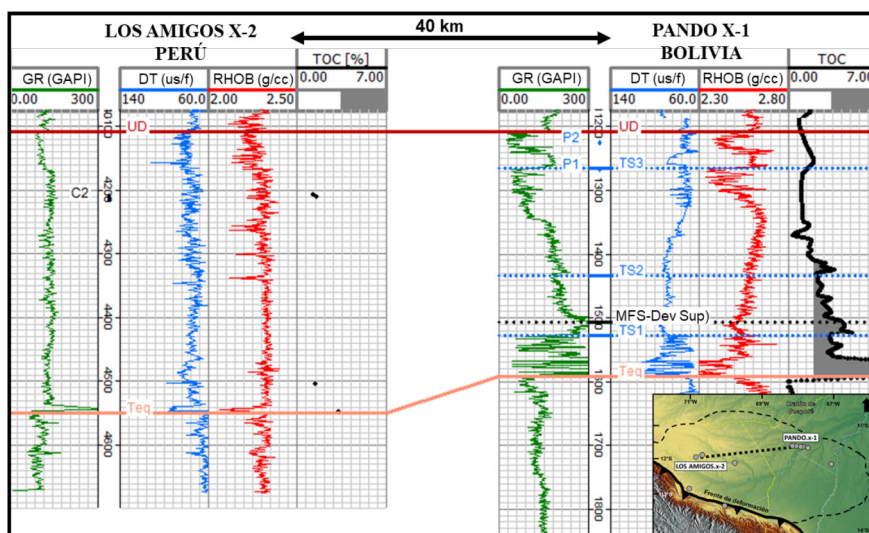


Figura 4. Correlación de la sección Devónica Superior entre el sector peruano y boliviano mostrando las variaciones entre las características de la unidad.

Por su parte en el sector peruano la Fm. Cabanillas está compuesta por limolitas grises oscuras y limolitas micáceas en las que se intercalan delgados bancos de areniscas finas. En comparación con el sector boliviano el desarrollo de estratos arenosos es menor, mostrando una posición distal con respecto a la zona de aporte ubicada al E. Hacia la base del pozo Los Amigos se observa un sutil aumento en los perfiles de densidad y DT que podría correlacionarse con el techo de la Fm. Tequeje y la discordancia intradevónica descrita en el sector boliviano. Este análisis concuerda con los estudios palinológicos realizados por Mobil y PeruPetro (1995) que le asignan una edad frasniana-fameniana a la sección presente en el pozo Los Amigos x-2. Esta sección presenta un arreglo T-R de 450 m de espesor que es correlacionable con el subsuelo del sector boliviano (Fig. 4). Sin embargo, en esta ubicación los valores de COT son más bajos (1 a 3 %wt), no hay deflexiones en los perfiles de densidad ni de tiempo de tránsito sísmico que involucren un espesor considerable. Se observaron rastros de petróleo y gas en una corona obtenida en el pozo Los Amigos x-2, pero se le asigna un bajo potencial a la Fm. Cabanillas como reservorio no convencional. En base a la correlación, alrededor de 150 m fueron perforados en la sección devónica inferior en el pozo Los Amigos x-2 (Fig. 4).

Geoquímica Orgánica

De acuerdo a los resultados de los pozos perforados por Mobil en la década de los 90s, la Fm. Tomachi fue definida como una *world class source rock* por sus altos valores de COT, índice de hidrógeno (IH) y source potencial index (Peters *et al.* 1997).

En la base de la unidad los valores de COT llegan al 16%wt, luego esos valores decrecen. Los dos primeros ciclos T-R muestran un espesor de alrededor de 150 m con un COT > 2%wt

(Fig. 3B). El promedio de COT para la Fm. Tomachi en todos los pozos que se analizaron es de 2.2 %wt. Los valores promedio tanto en Cabanillas como en Tequeje son menores; 0,9 y 0,8 % respectivamente (Fig. 5A). El potencial de generación de Tomachi es excelente con valores de S1+S2 que llegan a 86 mgHc/gR. Cabanillas y Tequeje muestran potenciales de generación regulares (Fig. 5B). El índice de hidrógeno (IH) para Tomachi es muy bueno con valores que superan los 600. Los valores más altos se encuentran en la zona cercana a la MFS-Dev sup de Tomachi. En esa misma profundidad se ubican los valores más altos de OSI que llegan a 70 mgHc/gCOT (Fig. 3B).

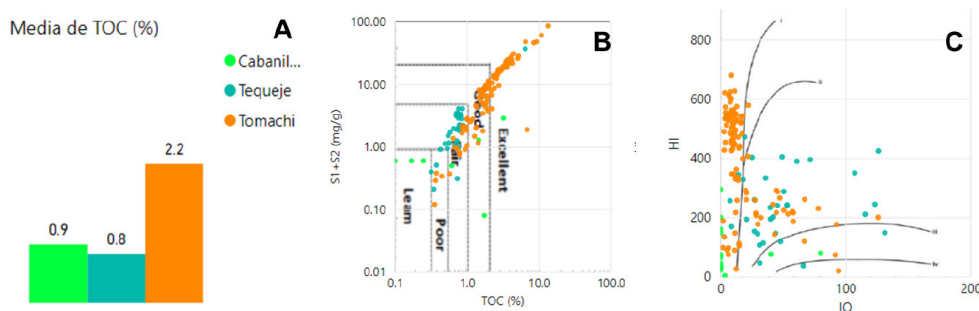


Figura 5. Características geoquímicas del Devónico de la Cuenca de Madre de Dios. En naranja mediciones de la Fm. Tomachi, en verde oscuro la Fm. Tequeje y en verde claro la Fm. Cabanillas. A. Promedio de COT para cada unidad. B. Diagramas de S1+S2vsCOT mostrando el potencial de generación. C. Diagrama de Pseudo Van Krevelen mostrando la distribución de IH e IO y la interpretación del tipo de kerógeno. Notar que en los 3 gráficos las características de la Fm. Tomachi difieren en comparación a las otras dos unidades.

En el gráfico pseudo Van Krevelen estos altos valores de IH en conjunto con bajos valores de índice de oxígeno (IO) muestra un kerógeno del tipo I-II. En los mismos gráficos se observa que las Formaciones Cabanillas y Tequeje poseen peores características geoquímicas con regular potencial de generación (S1+S2 entre 1 y 5 mgHc/gR) y un kerógeno tipo III (Fig. 5C).

La sección comprendida en los ciclos 1 y 2 contiene kerógeno del tipo amorfo indicando un ambiente de depositación de condiciones anóxicas (Peters *et al.* 1997). Restos algales de Prasinofitas son abundantes en la zona cercana a la MFS-Dev sup (Mobil 1993). Este tipo de algas son comúnmente asociados a un ambiente marginal rico en nutrientes. Por su parte, en las Fms. Tequeje y Cabanillas dominan los acritarcas, indicadores de un ambiente marino abierto.

Madurez

Los datos de pirólisis (TMax) y reflectancia de la vitrinita obtenidos en los pozos del sector boliviano muestran que los pozos se ubican en una etapa inicial de generación de hidrocarburos. Por su parte, los pozos ubicados en el sector peruano se ubican en la ventana de generación de petróleo con valores que llegan a 0.95% de reflectancia de vitrinita (Mobil y PeruPetro 1995).

En general los estudios de modelados de sistemas petroleros realizados en la cuenca (p.e. Peters *et al.* 1997; Schneider *et al.* 2018) muestran un aumento de la madurez hacia el S de la cuenca en conjunción con un aumento de la secuencia sinorogénica cenozoica (Fig. 6). Este arreglo es típico de una cuenca de antepaís andino, en donde el soterramiento asociado a la deformación compresiva es responsable del aumento en la madurez de la roca madre. En base a los modelados de sistemas petroleros, los pozos ubicados en el sector peruano estarían en un valor de madurez cercano a la ventana de gas y condensado.

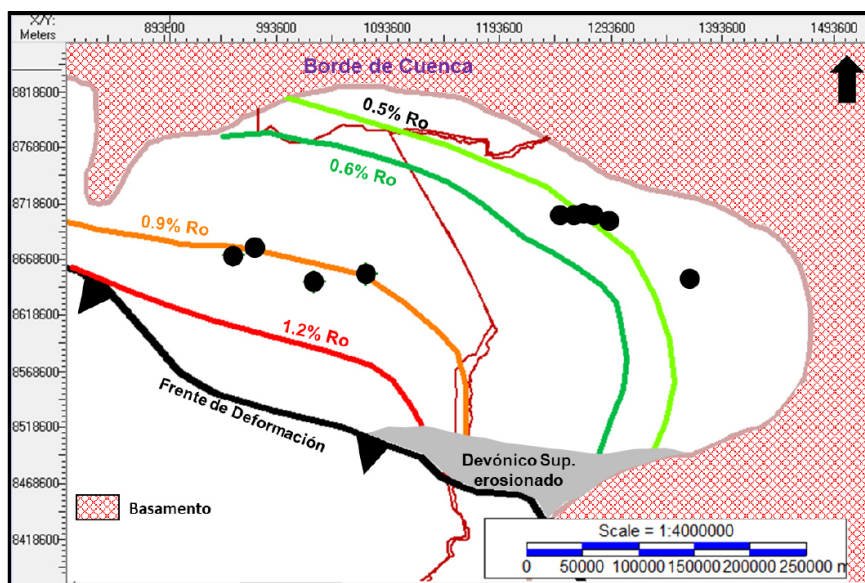


Figura 6. Mapa de madurez para el Devónico Superior de la cuenca de Madre de Dios. Tomado de Peters *et al.* (1997).

Petrofísica

El análisis petrofísico se realizó en el sondeo Pando.x-1 ya que el mismo cuenta con un set completo de registros de rayos *gamma* (GR), resistivo (RES), sónico compresional (DT) y densidad (RHOB). Asimismo, el pozo cuenta con mediciones de COT, que permiten corregir los valores de densidad modificados por la presencia de materia orgánica, salinidad de agua de formación y del factor volumétrico del petróleo (Bo) para la Fm. Tomachi. La metodología utilizada corresponde a la presentada por Veiga *et al.* (2018).

El análisis se centra en el ciclo 2, zona con mejor potencial no convencional. En las secciones anteriores se mostró que es la zona con menor variaciones laterales y buenas condiciones geoquímicas (alto IH y OSI). En este intervalo los valores de porosidad total (PHIT) calculado fluctúan entre 7 y 15% (Fig. 7). Al tope del ciclo 1 y en la base del ciclo se midieron porosidad en muestra de roca entre 10 y 14%. Los valores de saturación de agua (Sw) varían entre 85 y 40%.

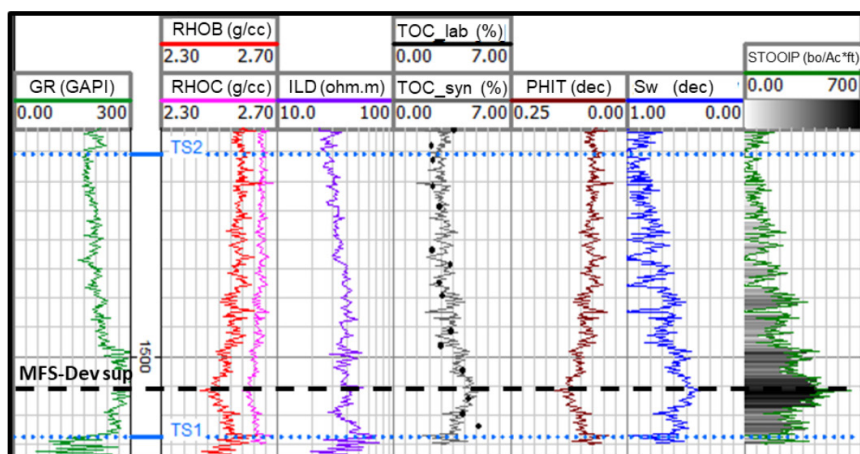


Figura 7. Interpretación petrofísica del ciclo 2 de la Fm. Tomachi. Notar que todos los valores petrofísicos tienen sus mejores características en la zona cercana a la MFS-Dev sup.

A partir de los valores de PHIT, Sw y Bo se estima la capacidad de almacenamiento para la Formación Tomachi que varían entre 200 y 480 bo/acre*pie con máximos en la zona cercana a la MFS-Dev sup (Fig. 7). Como comparación, estos valores son menores a los obtenidos en la Fm. Vaca Muerta cuyo almacenamiento varía entre 292 y 696 bo/acre*ft (Veiga *et al.* 2020).

Extensión areal – Integración de la información geofísica de Bolivia y Perú

A partir de la integración de la información sísmica de Perú y Bolivia se procedió a la realización de mapas integrados de las distintas formaciones para toda la cuenca.

La cuenca presenta actualmente una forma asimétrica, semicircular producto de la deformación y consecuente soterramiento producido por la deformación andina. Hacia el NO está limitada por el arco de Manu, hacia el S por el frente de deformación andino y hacia el N y E disminuye el espesor cuando todo el relleno de la cuenca se apoya sobre el Cratón de Guaporé. Este aumento de espesor y profundidad hacia el SO permite clasificar a la cuenca del tipo flexural producida por la deformación cenozoica e iniciada en el Oligoceno (Sempere *et al.* 1990).

En el mapa estructural se observa un bajo grado de fallamiento, mostrando una secuencia fundamentalmente homoclinal (Fig. 8). Esta escasez de trampas estructurales desalentó una exploración continua de la cuenca y posiblemente sea uno de los motivos principales de la falta descubrimientos de hidrocarburos convencionales con escala comercial en la cuenca. El bajo grado de deformación es un factor positivo para el desarrollo de los reservorios no convencionales. De cualquier manera, es necesario realizar estudios de mayor detalle para confirmar esta observación.

A partir de los mapas estructurales y la topografía se realizaron mapas de soterramiento para las diferentes unidades. El mapa de soterramiento a la base del Devónico Superior (Fig. 9) muestra que los pozos bolivianos están a una profundidad de entre 1500 y 1800 m, de allí, hacia el SO

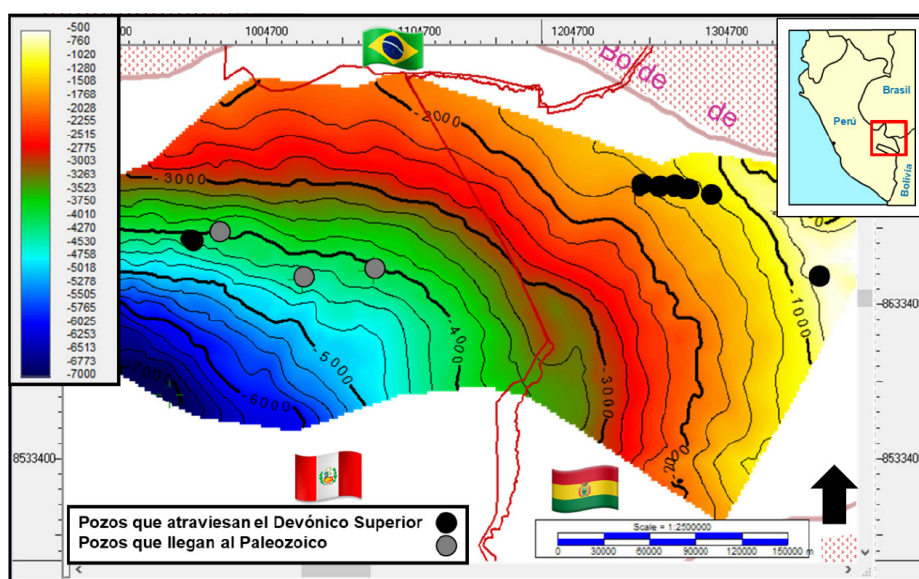


Figura 8. Mapa estructural a la base del Devónico Superior en metros bajo el nivel del mar. En el mapa se observa una secuencia homoclinal con aumento de la profundidad hacia el SO.

la profundidad aumenta llegando a valores de 7500 m cercanos al frente de deformación. El pozo Los Amigos x-2 atravesó toda la sección del Devónico Superior a los 4.500 m. El mapa de soterramiento muestra que, en el lado boliviano, la mayor parte de los niveles de interés se encuentra por encima de los 3.500 m, un límite técnico-arbitrario para el desarrollo no convencional con pozos horizontales.

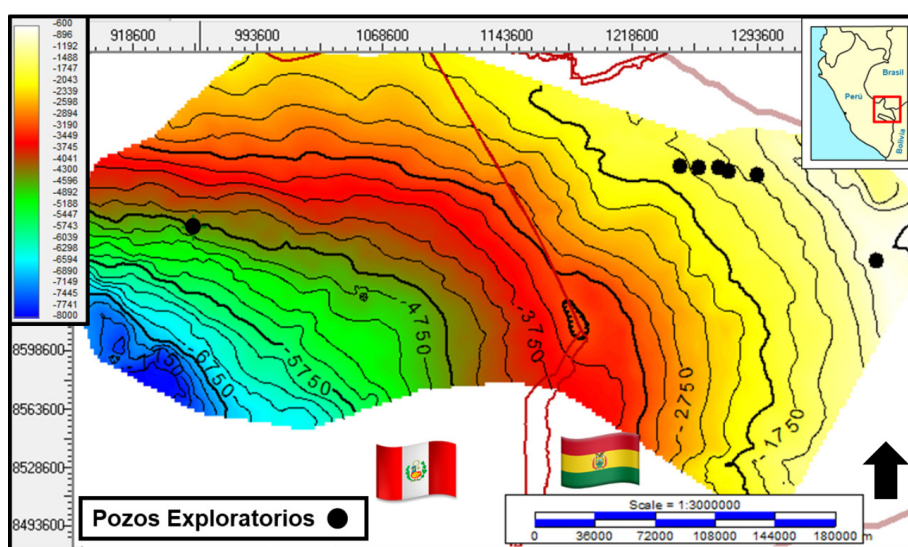


Figura 9. Mapa de soterramiento en metros bajo el nivel del mar para el Devónico Superior. Se observa el bajo grado de estructuración para el sector de antepaís y el aumento de espesor y profundidad hacia el SO.

El mapa isopáquico de la Fm. Tomachi (Fig. 10) muestra que los pozos del lado peruano y boliviano atravesaron secciones de un espesor similar (levemente mayor en los pozos peruanos) y que el espesor de la sección disminuye hacia el N (borde de cuenca). En el mismo mapa se observa que el espesor aumenta hacia el sur formando una zona de mayor espesor de rumbo E-O, visible en Perú. Por otro lado, el mapa muestra que el espesor en la mayor parte del sector boliviano no sufre grandes variaciones manteniéndose entre los 500 y 300 m aproximadamente. El espesor aumenta considerablemente en el sector peruano hacia el SO.

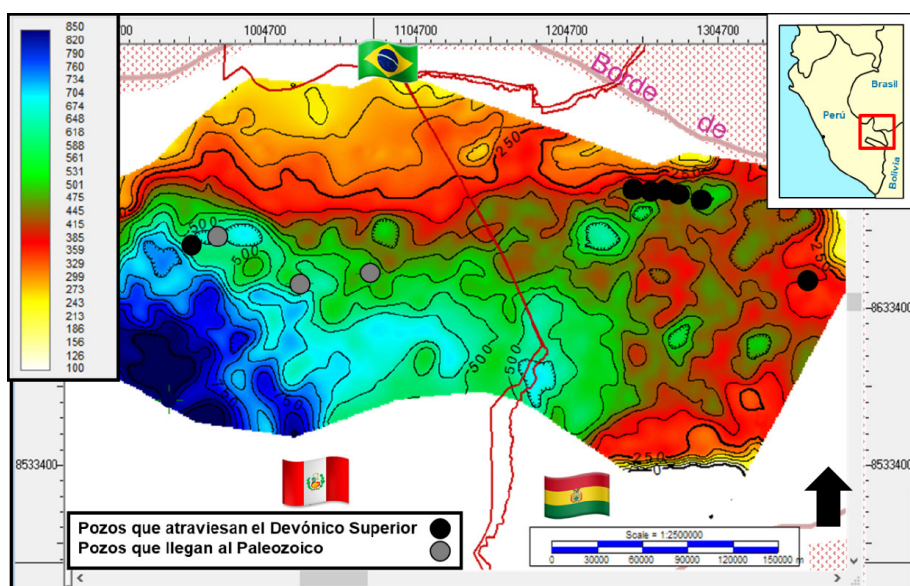


Figura 10. Mapa isopáquico en metros del Devónico Superior. Se observa un marcado aumento del espesor hacia el SO en la cuenca en un eje con rumbo aproximado E-O.

DISCUSIÓN - ELABORACIÓN DE UN MODELO DE FACIES CONCEPTUAL

Como se mostró en las secciones anteriores, el pozo Los Amigos x-2, ubicado en el sector peruano de la cuenca, atravesó la totalidad de la secuencia del Devónico Superior. Sin embargo, los niveles orgánicos descriptos en este pozo son de regular calidad en comparación con la excelente calidad de roca madre que se observa en los pozos bolivianos. El objetivo de esta sección es brindar una hipótesis, tomando en cuenta los datos presentados, que permita explicar las diferencias observadas en los distintos sectores de la cuenca.

En base a la similitud de los registros paleontológicos, el Devónico de Sudamérica estaría formado por cuencas intracratónicas interconectadas entre sí (Grahm 2005; Di Pasquo *et al.* 2009). Estas cuencas se encontraban rodeando altos de basamento (Wood 1995) y durante el Devónico depositaron rocas de ambiente marino (Fig. 11). Cabe destacar que en muchas de estas cuencas se depositaron, para este período, rocas madres generadoras comprobadas de hidrocarburos (p.e.

Los Monos en la Cuenca de Tarija, Parnaíba en la Cuenca de Solimoes y Cabanillas-Tomachi en Madre de Dios).

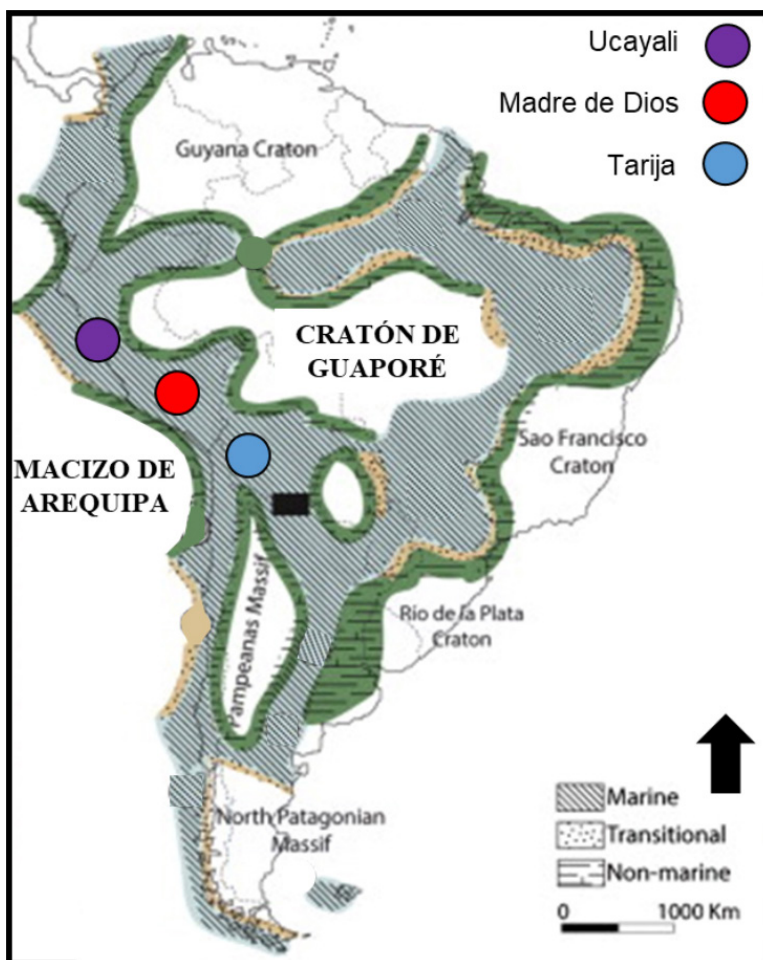


Figura 11. Cuencas Devónicas de Sudamérica donde se observa la conexión entre las mismas, rodeando núcleos de basamento. Modificado de Noetinger (2015).

En el caso de Madre de Dios la cuenca tendría dos zonas de aporte principales: desde el E el Cratón de Guaporé y desde el W el Macizo de Arequipa (Issacson 1974; Giusiano *et al.* 1998). Esto indicaría que hacia el N y el S la cuenca estaría abierta, conectada con la Cuenca de Ucayali y la Cuenca de Tarija, respectivamente. Esta conexión en sentido N-S o NO-SE podría haber promovido la circulación marina en ese sentido favoreciendo la distribución de partículas y la disponibilidad de oxígeno en el fondo marino. El sondeo Los Amigos x-2 se ubicaría en una zona distal relativa en la Cuenca de Madre de Dios y esa circulación marina podría haber modificado las condiciones de depositación instalando un ambiente relativamente más rico en oxígeno en esa parte de la cuenca, la presencia de acritarcas soportan esta interpretación. En base a esta hipótesis se podría explicar los menores valores de COT encontrados en el pozo Los Amigos (Fig. 4).

Proponemos que durante la máxima inundación del Frasniano, en la Cuenca de Madre de Dios se formó un engolfamiento sobre el cratón de Guaporé conectado hacia el SO con el mar abierto. En este engolfamiento la circulación aguas restringidas favoreció el desarrollo de un ambiente anóxico y/o euxínico que promovió la preservación de la materia orgánica en el sector boliviano. Es por eso que hacia la zona de mar abierto (sector peruano) la preservación de materia orgánica fue menor. En base a esta hipótesis se construyó el mapa conceptual de facies de la Fig. 12 delimitando de manera conceptual los límites de la zona restringida para el Frasniano donde se habría desarrollado un ambiente de mayor anoxia y, por ende, con mayor potencial para la preservación de la materia orgánica.

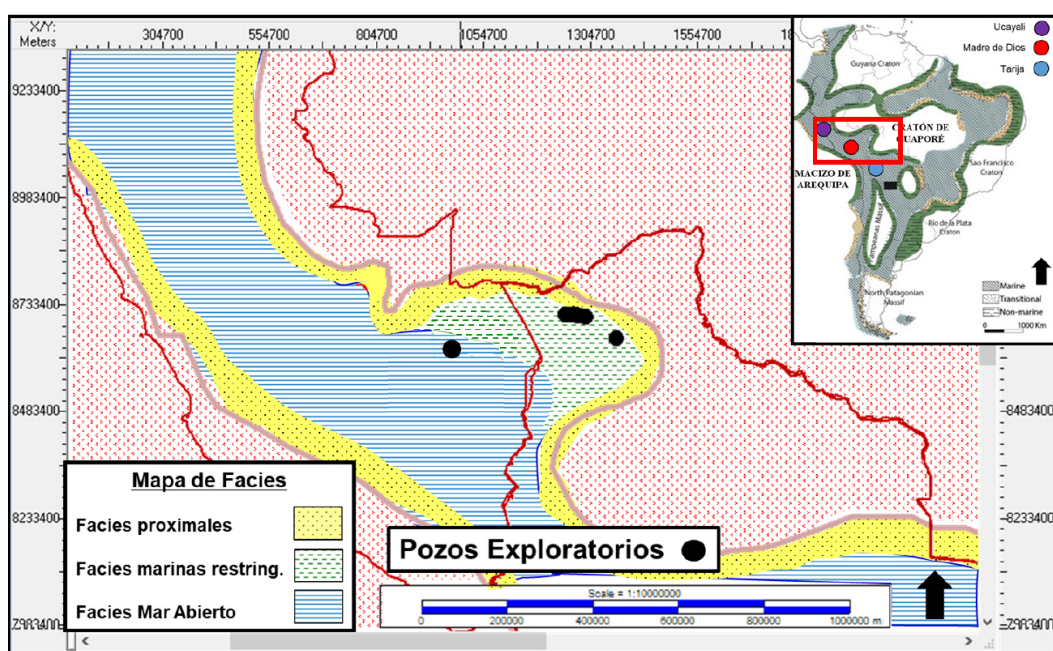


Figura 12. Mapa conceptual de facies para el Frasniano en base a la información de pozos y contexto regional.

DEFINICIÓN DEL PLAY Y CÁLCULO DE RECURSOS IN PLACE - INTEGRACIÓN DE LOS FACTORES CLAVES

En la siguiente sección se integran los resultados e interpretaciones geofísicas y geológicas realizadas, con el fin de definir la prospectividad del *play* Tomachi no convencional en la cuenca de Madre de Dios (Fig. 13).

1. En relación al soterramiento de la unidad se toma un rango prospectable de profundidades entre los pozos ubicados en territorio boliviano y una profundidad máxima de 3.500 m, valor arbitrario relacionado a una profundidad máxima para un desarrollo no convencional.

2. En cuanto a la madurez se utiliza el mapa publicado por Peters *et al.* (1997) que integra la información disponible en los sectores peruano y boliviano. Según esta distribución de madurez y la cota máxima de 3500 MD el play no convencional Tomachi sería un play de shale oil. La zona de gas se encuentra a una profundidad técnicamente no prospectable en la actualidad.
3. Desde el punto de vista de distribución de facies se toma el mapa conceptual generado (Fig. 12) que delimita zonas más favorables para la depositación y preservación de materia orgánica

La integración de estos datos da como resultado un área prospectable de 33.000 km². Dentro de esta zona se encuentra la reserva natural Manuripi en Bolivia cuya superficie (4.500 km²) debe ser descontada para el cálculo de recursos.

Por último, tomando los datos calculados en el pozo Pando x.-1, se estimó el recurso in place para un nivel navegable de 30 m en la cuenca; el total de recursos in place asciende a 260 BBo. No se incluyen las limitaciones que pudieran ocurrir por otros motivos tanto de superficie (ej áreas cultivadas, comunidades indígenas) como de subsuelo (presencia de zonas fracturadas y o falladas).

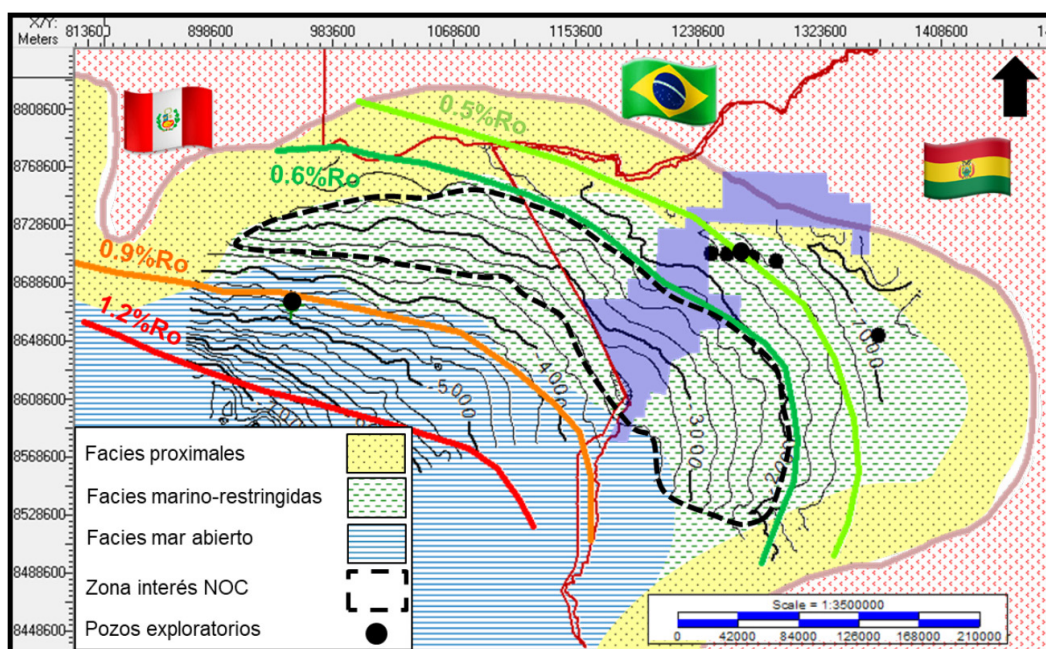


Figura 13. Play concept map para el Devónico Superior de Madre de Dios. Polígono azul semitransparente corresponde a la reserva natural Manuripi.

CONCLUSIONES

Los niveles basales de la Formación Tomachi presenta un interesante potencial como reservorio no convencional, el cual todavía no ha sido probado.

Para conformar el potencial de esta unidad se debería perforar en una profundidad intermedia a la que lo han hecho los pozos existentes para comprobar la variación de madurez de la roca madre y comprobar la extensión regional de los niveles de interés presentes en los pozos del sector boliviano. Recientemente se perforó el pozo Gomero x-1 que informa la existencia de facies ricas en materia orgánica en el sector boliviano. Adicionalmente, se debería comprobar productividad de estos niveles mediante ensayos prolongados en pozos horizontales y verticales.

Entre las importantes restricciones que posee la cuenca está la ausencia de instalaciones de superficies; la lejanía de ductos y plantas de tratamiento de hidrocarburos (Perú/Bolivia); la ausencia de infraestructura vial en Bolivia y el hecho de que la mayor parte de la cuenca se encuentra cubierta por la selva amazónica.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a las autoridades de Tecpetrol (Daniel Valencio y Horacio Marín) el permiso para la publicación del presente trabajo; a los revisores (Martín Iribarne y Fabián Domínguez) por las sugerencias realizadas que mejoraron sustancialmente el trabajo; y a Ailín Lopasso y Alan Buchanan por la ayuda brindada en la visualización de la geoquímica orgánica.

REFERENCIAS CITADAS

- Alemán, A. M., Valasek, D., Ardiles, C., Wood, G. D., Wahlman, G. P. y Groves, J. R. 2003. Petroleum Systems and Tectono-Stratigraphic Evolution of the Madre de Dios Basin and its Associated Thrustbelt in Perú and Bolivia, VIII Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera de las Cuencas Subandinas", p. 177–200.
- Alemán, A. M., y León, W. 2008. Petroleum systems of the Madre de Dios Basin and its associated fold and thrust belt: Perú and Bolivia. En C. E. Cruz, J. F. Rodríguez, J. J. Hechem, and H. J. Villar, eds., *Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas*, p. 211–236.
- di Pasquo, M. 2009. The Pennsylvanian palynoflora of the Pando X-1 Borehole, northern Bolivia: Review of Palaeobotany and Palynology, v. 157, p.266–284.
- Grahn, Y. 2005. Devonian chitinozoan biozones of Western Gondwana. *Acta Geologica Polonica*, 55, 211–227.
- Giusiano, A., Diaz, E. and Issacson, P. 1998. Composición y procedencia de areniscas del Devónico medio-Carbonífero superior de la Cuenca Madre de Dios, Bolivia: Pozo Manuripi x-1, *Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología*, v 5, 1-8.

- House, N., Carpenter, D., Cunningham, P. y Berumen, M. 1999. Influence of Paleozoic arches on structural style and stratigraphic in the Madre de Dios Basin in southern Peru and northern Bolivia. INGEPET '99-Exploration and Exploration of Petroleum and Gas, Lima, Peru, 8 p.
- Issacson, P. 1974. Evidence for a Western Extracontinental Land Source during the Devonian Period in the Central Andes. Geological Society of America Bulletin, v. 86, p. 39-46.
- Jarvie, D., Jarvie, B., Courson, D., Garza, T. Jarvie, J. y Rocher, D. 2011, Geochemical Tools for Assessment of Tight Oil Reservoirs: AAPG Search and Discovery Article #90122.
- Joachimski, M y Buggisch, W. 1993. Anoxic events in the Late Frasnian-Causes of the Frasnian-Famennian faunal crisis? Geology, v.21, p 675-678.
- Mobil, 1993, Madre de Dios Block Wells (Bolivia): Stratigraphic and source rock data and interpretation, reporte inédito, 64 p.
- Mobil y PeruPetro, 1995, Madre de Dios Basin, technical evaluation agreement Final Report, reporte inédito, 59 p.
- Newell. N. D., Chronic J. y Roberts, T. 1953. Upper Paleozoic of Peru. Geological Society of America Memoir 58, 276p.
- Noetinger, S. 2015. Spore diversity trends in the Middle Devonian of the Chaco-Salteño Plain, northwestern Argentina. Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology. 417, 151-163.
- Over, D. J., de la Rue, S., Isaacson, P. y Ellwood, B. 2009. Upper Devonian conodonts from black shales of the high latitude Tomachi Formation, Madre de Dios Basin, northern Bolivia. Palaeontographica Americana, v. 62, p. 89-99.
- PeruPetro, 2002. Madre de Dios Basin Technical Report. Reporte Inédito. 39p.
- Peters, K. E., Wagner, J. B., Carpenter, D. G. y Conrad, K. T. 1997, World class Devonian potential seen in eastern Madre de Dios Basin. Oil & Gas Journal, v. 95, no. 7, p. 61-65.
- Sempere, T., Herail, G., Oller, J. y Bonhomme, M.G. 1990. Late Oligocene-early Miocene major tectonic crisis and related basins in Bolivia. Geology, v.18, p.946-949.
- Schneider, F., Faure J. L., Gutierrez, J., Lemgruber, A., Rousse, S. y Padilla, O. 2016. Evaluación del Sistema Petrolífero de la Cuenca de Madre de Dios de Bolivia. XII Simposio Bolivariano. Bogotá. Colombia.
- Schneider, F., Rousse, S., Faure, J., Lemgruber, A., Gutierrez, G., Pareja, J. y Padilla, O. 2018. Hydrocarbon potential of the eastern Madre de Dios Basin, Bolivia. En G. Zamora, K. R. McClay, and V. A. Ramos, eds. Petroleum basins and hydrocarbon potential of the Andes of Peru and Bolivia: AAPG Memoir 117, p. 413-442.
- Timoteo, D. 2015. Potential Shale Plays in Sub-Andean Basins of Perú. AAPG Annual Convention & Exhibition 2015. Search and Discovery Article #80450. 7p.
- Uba, C. E., Strecker, M.R., and Schmidt, A. K. 2006, Increased sediment accumulation rates and climatic forcing in the central Andes during the late Miocene. Geology, v. 35, no. 11, p. 979-982.
- Veiga, R., Bande, A., Micucci, C., Mosquera, A. y Macellari, C., 2018. Análisis en la capacidad de almacenamiento de gas a partir del uso de registros de pozo. Ejemplos en la Formación Vaca Muerta. Cuenca Neuquina. Argentina. Simposio de Recursos No Convencionales. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

- Veiga, R., Vergani, G.D., Brissón, I.E., Macellari, C.E. and Leanza, H. A., 2020. The Neuquén Super Basin. American Association Petroleum Geologist Bulletin, v.104, N° 12, 2521-2555.
- Wood, G. D. 1995. The Gondwanan Acritarch *Bimerga bensonii* gen. et sp. nov.: Paleogeographic and biostratigraphic importance in the Devonian Malvinokaffric Realm. Palynology, 19, 221–231.