

XVIII Congreso Peruano de Geología

Modelización petrolera 2D de una sección balanceada del campo de gas de Camisea

Yessica Vela¹, Patrice Baby^{2, 3}, Ysabel Calderon^{3, 2}, Nicolas Espurt² y Stéphane Brusset²

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

² 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

³ PRUPETRO SA, Avenida Luis Aldana No 320 San Borja, Lima, Perú

1. Introducción

El campo Camisea está ubicado en la zona central de 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 Martin y Cashiriari de los cuales proviene la mayor parte de hidrocarburos del lote (Pluspetrol, 2012). La producción presente refleja la importancia de dichos yacimiento 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 en el área de Camisea. Análisis de termocronología permitieron establecer edades de exhumación de los cabalgamientos de Camisea (Espurt et al., 2011; Gautheron et al., 2013) y proponer una restauración secuencial en diferentes estadios la deformación de las estructuras subandinas.

El objetivo de este trabajo es presentar una modelización petrolera 2D partiendo de la dicha sección balanceada. Por medio de la utilización del software (PetroMod –Schlumberger), se modelizó los diversos estadios de la restauración secuencial del campo Camisea, lo cual permitió la visualización de las zonas de generación y los caminos de migración de los hidrocarburos desde el estado pre-deformación andina hasta el estado actual de la cuenca.

2. Ubicación

Para la realización del presente trabajo se tomó como base el área circunscrita a la sección balanceada publicada por Espurt et al. (2011), la cual se localiza en el campo Camisea (figura N°1). Dicha área se ubica al sureste de la cuenca Ucayali (área central del Subandino), comprendiendo un área de aproximadamente 5000 km2, con un rango de elevación de 400 m por encima del mar.

La sección balanceada cuenta con una extensión de 90 km aproximadamente en superficie y se encuentra en la zona Oeste del Lote 88. Pasa hacia el norte por el foreland de Ucayali y hacia el SW por un sistema de corrimiento desarrollándose en los estratos de edad Ordoviciano-Siluriano.

3. Modelamiento de la sección balanceada Camisea

Para el modelamiento de la sección balanceada, se tomaron en cuenta los datos geoquímicos (TOC, Ro, etc.) de pozos cercanos a la sección (San Martin 1X y Cashiriari 1), los cuales proveyeron de datos reales con respecto a la acumulación de hidrocarburos y permitieron una corroboración real de los resultados obtenidos. Además de datos superficiales de diversas literaturas (Espurt et al., 2011; PARSEP, 2002). Dichos datos pasaron por un proceso de corrección para mejorar la simulación, llevándola a un estado inicial dentro del área comprendida en la sección, es decir antes de la generación y expulsión de hidrocarburos

A partir de los valores de temperatura de fondo (BHT) de estos dos pozos antes mencionados, se realizó la corrección de los mismos con el método Horner (Minaya I., 2008), el cual elimina el efecto de perforación y circulación del lodo en la temperatura de la formación. Con dichas temperaturas se ha podido definir la gradiente geotérmica a lo largo de la sección, además del "heat flow" actual.

Para la variación del paleo heat flow se tomó como premisa los rangos de variación de heat flow dependiendo del tipo de cuenca (Allen & Allen, 2005), y se cruzó información con el último diagrama litoestratigráfico del Subandino peruano realizado por IRD-PERUPETRO (Calderon et al., in press). Se estimó los rangos entre los que varía el heat flow según su marco tectónico y su duración. Posteriormente, usando los datos de vitrinita (Ro) para cada pozo, se afino la calibración del heat flow a partir de los datos de vitrinita (Ro) para cada pozo (figura N°2). De esta forma se obtuvieron los parámetros térmicos necesarios para el modelamiento 2D.

Además de ello, se determinó la variación del "paleo water depth", partiendo de la información del área de la cuenca Camisea y estudios de ambiente sedimentarios para cada formación y/o grupo (Corelab, 2012). 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" para los pozos San Martin 1X y Cashiriari 1. Se empleó dicha curva de igual manera para la modelización. Las modelizaciones 1D hechas de dichos pozos mostraron concordancia con modelización 2D de la sección, el soterramiento de estos pozos mostro generación y expulsión de hidrocarburos (figura N°3), posteriormente se vio los mismos procesos en la sección balanceada.

Las potenciales rocas madres fueron definidas según los datos de litología, TOC, Kerógeno, etc., a partir de la literatura de la cuenca Ucayali (PARSEP, 2002; Minaya, I. 2008): Grupo Cabanillas (Devónico Superior), Grupo Ambo (Mississipiana-Carbonífero), Grupo Copacabana (Pérmico Inferior) y la Formación Ene (Pérmico Superior). Los TOC utilizados fueron TOC iniciales para simular verdaderos potenciales de generación de hidrocarburo. Se determinaron con el método de Peters (Peters, K. et al., 1994) a partir de TOC de pozos y valores de HI (índice de A continuación hidrogeno). describen las se características de las rocas madres modelizadas en la sección:

•Grupo Cabanillas: litología compuesta por lutitas y areniscas, presentando mayor cantidad de finos hacia la cuenca Marañón. Presenta un valor de TOC de 2.3 promedio (Vela Y.,2015), con rangos de Ro de 1.1%-3% y un kerógeno tipo III (PARSEP, 2002);

•Grupo Ambo: litología compuesta por areniscas y lutitas con intercalaciones de limolitas. Presenta un valor de TOC de 9.68 promedio (Vela Y.,2015), con rangos de Ro de 0.78%-1% y un kerógeno tipo III (PARSEP, 2002);

•Grupo Copacabana: secuencia de calizas principalmente y en menor medida dolomita y lutitas. Contiene un valor de TOC de 1.99 promedio (Vela Y., 2015), con rangos de Ro de 0.78%-1% y un tipo III de kerógeno(PARSEP, 2002);

•Formación Ene: sucesión compuesta en su mayoría por lutitas y areniscas, además de limolitas y en menor medida de calizas. Posee un valor promedio de TOC de 3.5 usado para la simulación (Vela Y.,2015), con rangos de Ro de 0.56%-0.65% y un tipo III de kerógeno (PARSEP, 2002).

El espesor de las rocas madres así como las rocas reservorios, rocas sello, etc.; fue designado por los tenidos en la sección balanceada de Espurt et al. (2011). Debido al formato del PetroMod y la extensión de la sección no se pudo caracterizar por miembros las rocas madres (para focalizar de mejor manera la porción de potencial roca generadora dentro de las formaciones mencionadas), Sin embargo se diferenció dentro de la litología de cada una de las rocas madres un porcentaje de lutitas inertes y otro porcentaje de aquellas lutitas con potencial de generación, para evitar la sobreestimación de generación de hidrocarburos dentro de la modelización.

Finalmente se eligió a Behar et al (1997) como esquema cinético (formula predeterminadas dentro de PetroMod), debido a que toma en forma integrada tanto el craqueo primario y craqueo secundario de los productos generados. Este modelo cinético permitió una modelización sencilla ajustable a los datos tenidos para el presente trabajo.

4. Resultados de simulación 2D

La ubicación del área de cocina es la misma para todas las rocas madres. Al comparar los datos obtenidos con los estudios de Pluspetrol (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 la Formación Ene, las rocas madres entran en ventana de generación de petróleo a los 65 Ma. No llegaron a entrar en ventana de generación de gas.

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

Finalmente se pudo definir las acumulaciones presentes y pasadas dentro de la sección Camisea. Durante el Plioceno, las rocas del Mississippiano muestran acumulaciones mixtas (petróleo y gas) Triásico (acumulaciones mixtas) y Cretácico (acumulaciones de petróleo). En la actualidad las rocas que pueden poseer hidrocarburo son de edad Mississippiano, Triásico, Cretácico y en algunos casos del Terciario (figura N°4). Se presentan como acumulaciones mixtas en rocas mississippianas, triásicas y cretácicas, acumulaciones de petróleo en rocas en rocas cretácicas y terciarias y una acumulación de gas en superficie en rocas del Terciario. Las principales fuentes de origen son el Grupo Ambo y la Formación Ene (figura N°5).

Cabe mencionar que las acumulaciones de petróleo resultantes de la simulación contaban con valores de API altos (de API 35 en promedio). Si bien los principales productos explotados en el yacimiento Camisea son gas y condensado, en zonas como el Pongo de Mainique y Timpia se ha encontrado la presencia de filtraciones de petróleo a superficie. Las modelizaciones dieron de una visión más precisa del lugar de las probables acumulaciones en el área de sección; sin embargo para una mayor caracterización de los productos a encontrar (en el caso del condensado presente en Camisea) se requiere una mayor toma de control del heat flow (mayor cantidad de datos de temperatura) en el área, esto permitiría afinar en la simulación los productos a obtenerse.

5. Conclusiones

Se determinó la existencia de una zona de "cocina" de hidrocarburo relativamente extendida a lo largo de la sección estructural de Camisea presentada en este trabajo. La parte más efectiva de esta "cocina" se encuentra hacia el área del Pongo de Mainique. Para una mejor delimitación areal de la cocina para la cuenca Ucayali se necesita un mayor control de secciones en PetroMod. Sin embargo la zona propuesta concuerda además con los mayores valores de TOC en pozos y valores intermedios de Ro dentro de la zona de cuenca.

de Las acumulaciones hidrocarburos actuales, resultando de la simulación, se presentan en reservorios de edad mississippiano, triásico, cretácico y de manera poco significativa en Terciario, siendo el Grupo Ambo y la Formación Ene las principales fuentes de hidrocarburo. Algunas de las acumulaciones de gas y petróleo de rocas cretácicas y triásicas, coinciden con la ubicación de los pozos San Martin 1X y Cashiriari 1X, los cuales confirman presencia de hidrocarburo. Las estructuras Ticumpinia y Timpia presentan de igual manera potencial de acumulación de hidrocarburo según las simulaciones realizadas.

Si bien las acumulaciones de hidrocarburos se presentaron en rocas clásticas, las rocas madres pueden presentar igualmente presencia de hidrocarburos remanentes (posibles yacimientos shale-oil y/o shalegas). Esto se puede tomar en consideración debido a la aun generación de hidrocarburos evidenciado en los valores máximos de TR, los cuales no llegan a alcanzar valores altos por lo que se puede deducir que la generación de hidrocarburo es todavía incompleta en la cuenca Ucayali.

Finalmente, las simulaciones 2D obtenidas complementan el conocimiento de las cuencas sedimentarias subandinas y de sus sistemas petroleros, tratando de establecer las mejores áreas de acumulación y junto con demás estudios minimizar el riesgo en exploración de hidrocarburos.

Agradecimientos

El presente estudio se dio gracias al IRD (Institute de Recherche pour le Développement), instituto el cual promueve la investigación en el Perú, en especial al Dr. Patrice Baby, investigador a cargo en el Perú.

De igual forma a la institución encargada de promover la inversión en la exploración y explotación de hidrocarburos en nuestro país, PERUPETRO S.A., en especial a la gerencia de exploración.

Referencias

- Allen, P., Allen J. 2005. Basin Analysis Principles and applications, p 549
- Baby, P., Hermoza, W., Navarro, L., Bolaños, R., Espurt, N., Roddaz, M., Brusset, S., Gil, W. 2005. Geodinámica Mio-Pliocena de las cuencas subandians peruanas: Un mejor entendimiento de los sistemas petroleros. V INGEPET, p 2-14
- Calderon Y., P. Baby, Y. Vela, C. Hurtado, A. Eude, M. Roddaz, S. Brusset, G. Calvès, R. Bolaños (in press). Petroleum systems restoration of the Huallaga-Marañon Andean retroforeland basin, Peru. AAPG Memoir 112: Petroleum System Case Studies.
- 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
- Gautheron C., Espurt N., Barbarand J., Roddaz M, Baby P., Brusset S., Tassan-Got L., Douville E. (2013). Direct dating of thick- and thin-skin thrusts in the Peruvian Subandean zone through apatite (U-Th)/He and fission track thermochronometers. Basin Research, 25, 4, 419-435.
- 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.
- Minaya, I. 2008. Modelado de los sistemas petroleros en las cuencas Subandinas del Peru (cuencas: Madre de Dios, Ucayali, Huallaga, Santiago y Marañón). Tesis de grado Ingeniero, Universidad Nacional de Ingeniería, p 7-9, 11, 24,42, 160-162.
- Parsep. 2002. Ucayali/Ene Basin Technical Report; The Hydrocarbon Potential of the SouthernSub-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. En: Magoon, L. y Dow, W., (editores). 1994. The petroleum systeni-froin source to trap. AAPG Memoir 60, p. 93-120.
- Pluspetrol Peru. 2012. Informe de Reservas del Lote 88, p 204.
- Talisman Energy. 2011. Marañon regional Stratigraphic Study, p 5-15.
- Vela, Y. 2015. Modelado geoquímico 1D de las cuencas subandinas peruanas (Marañón, Santiago, Huallaga, Ucayali y Madre de dios) y Modelado 2D de las secciones balanceadas de las cuencas Marañón-Huallaga y Ucayali. Tesis de grado Ingeniero, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Lima, 259 p.
- Waples, D. 1994 Maturity Modeling; Thermal Indicators, Hydrocarbon Generation, and Oil Cracking; En: Magoon, L., y Dow, W., (editors), 1994, the petroleum systemfrom source to trap. AAPG Memoir 60, p.285-288.



Figura N°1: Sección balanceada en el campo Camisea desde el Pongo de Mainique hasta el foreland de la cuenca Ucayali según Espurt et al. (2011); mapa de ubicación tomado de Pluspetrol (2012).



Figura N°2: Ploteo de valores de temperatura corregida y calibración de la curva historia termal con los valores de Ro delos pozos San Martin 1X y Cashiriari 3X con los valores de Ro (datos tomados de Minaya, 2008 y banco de datos PeruPetro).



Figura N°3: Modelización del burial del pozo San Martin 1X en 1D, mostrándose la entrada a ventana de generación de las principales rocas madres de la zona (SW cuenca Ucayali), se muestra la generación y expulsión de hidrocarburo en los grupos Ambo y Copacabana y las formaciones Ene, Shinai y Chonta, a través del tiempo.



Figura N°4: Resultados de modelización de la sección balanceada de Camisea. Se observa las principales acumulaciones modelizadas con PetroMod, los cuales aparecen en parte en las estructuras Cashiriari y San Martin.



Figura N°5: Resultados de modelización de la sección balanceada de Camisea. Se muestran las acumulaciones actuales y sus principales rocas madres aportantes de cada una de ellas, siendo el Grupo Ambo y la formación Ene los principales aportantes actuales.