



Boletín de la Sociedad Geológica del Perú

journal homepage: [www.sgp.org.pe](http://www.sgp.org.pe) ISSN 0079-1091

## Revisión del sistema petrolero del sector de Mapi-Mashira-Sagari (Faja plegada de camisea), parte sur de la cuenca Ucayali

Daniel Peña S., Pedro Arriola, Anunciación Pérez, Massimo Bonora, Milagros Romero

Repsol Exploración

### RESUMEN

La zona subandina es un sistema faja plegada y corrida que constituye parte de las cuencas andinas de antepaís que resultaron de la propagación hacia el este de la orogenia andina. Hay un particular interés por la exploración de petróleo y gas donde diferentes configuraciones de entrapamiento fueron desarrolladas como consecuencia de la deformación compresiva. En la parte sur de la cuenca Ucayali, hay un ejemplo es el sector de Mapi – Mashira – Sagari ya que este presenta un sistema petrolero con importantes acumulaciones de gras y condensado en los campos de Sagari y Kinteroni. Asimismo este sector también existe dos estructuras, Mapi y Mashira, que no tuvieron acumulaciones. La revisión del sistema petrolero permitió evaluar el “riesgo” y además explicar tanto el éxito y fracaso exploratorio.

Palabras Clave: Sistema Petrolero, faja plegada, gas y condensado, cuenca Ucayali, Mapi – Mashira - Sagari

### ABSTRACT

Subandean thrustbelt is a consequence of Andean orogeny propagation. For this reason, there is an interest to exploring for oil and gas. In the southern part of Ucayali Basin, Mapi – Mashira – Sagari is a good example of petroleum system with important accumulations of gas and condensate (Sagari and Kinteroni fields), but Mapi and Mashira are two structures without hydrocarbons accumulations. Petroleum system review allowed assessing “risk” and explaining both success and failure.

Keywords: Petroleum System, Thrust belt, gas and condensate, Ucayali Basin, Mapi – Mashira - Sagari

### INTRODUCCIÓN

La cuenca Ucayali está localizada en los Andes centrales de Perú y se extiende desde la faja plegada y corrida del Subandino por el Oeste hasta el Escudo Brasileño por el Este. La cuenca tiene una longitud de 650 km desde el Alto de Contaya por el Norte hasta el Alto de Manu y el alto de Fitzcarrald por el Sur (Figura 1).

Los principales campos de gas y condensado del Perú (Figura 1), está ubicado en la parte sur de la cuenca Ucayali en un área conocida como el Gran Camisea. Esta zona hidrocarbúfera tiene como los principales Campos, actualmente en desarrollo, de San Martín, Cashiriari, Pagoreni, Mipayá, Kinteroni y Sagari; y además a los descubrimientos de Urubamba, Picha, Taini y Paratori. Además de esta parte de la cuenca aun presenta mucha prospectividad en “plays” similares a los presentes en el área, así también como en nuevos plays aún no explorados en el área (p.e. reservorios profundos por debajo de las calizas del Gpo. Copacabana).

### ELEMENTOS Y PROCESOS DEL SISTEMA PETROLERO DEL SECTOR MAPI-MASHIRA-SAGARI

El sistema petrolero del área de Camisea ha sido muy bien descrito por varios autores anteriormente, principalmente Brissol et al., 2005 y Disalvo et al., 2010. Por tal motivo este artículo tiene como principal objetivo dar a conocer algunos

avances del conocimiento del sistema petrolero de la parte sur de la cuenca Ucayali enfocado en el sector de Mapi- Mashira – Sagari (MMS) (Figura 1 y 2).

La estratigrafía de la parte sur de la cuenca Ucayali está conformada por unidades estratigráficas que van desde el Ordovícico hasta unidades del Plioceno.

### **ELEMENTOS DEL SISTEMA PETROLERO: Rocas Madre, Reservorio, Sello y Trampa**

La Roca Madre (roca generadora) mejor descrita en el área por estudios anteriores es el Gpo Ambo (de edad Carbonífero - Missisipiano) (Chalco, 2002; Brissol et al, 2005 y Disalvo, 2010).

En base a nuestros estudios geoquímicos de rocas de pozos y afloramientos y fluidos del campo Sagari-Kinteroni consideramos para nuestra área de estudio al Gpo. Ambo como la principal roca generadora de hidrocarburos (Figura 2)

### **PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA GENERADORA: Grupo Ambo**

**Espesores Regionales:** entre 348 a 800 metros de espesor total con un valor neto de arcillas que puede alcanzar hasta los 300m (pozo Sepa 1X).

**Valores de Calidad:** Esta unidad tiene valores de TOC desde 0.5% y puede alcanzar valores de 15%, asimismo el Gpo. Ambo es dividido en dos unidades según Reinante, 2005. Un miembro inferior con facies más continentales relacionado al desarrollo de facies deltaicas con pulsos de ingresos marinos y un miembro superior constituidos por facies marinas. En base a la descripción de la materia orgánica y la pirolisis rock-eval muestran que el miembro inferior corresponde a un Kerógeno tipo III (subordinado II) y el miembro superior corresponde a un kerógeno Tipo II (subordinado III). Basado en el estudio de biomarcadores e isótopos se ha realizado una correlación de facies de roca y fluido (condensado de Sagari) (Tocco y Martínez, 2016)

**Valores de Madurez:** alrededor del área de estudio se tienen valores de reflectancia de vitrinita en un rango de 0.8 a 1, indicando una ventana de generación de petróleo y condensado-gas húmedo. En base a los estudios de geoquímica del condensado (biomarcadores - esteranos) y gas (isótopos  $^{13}C$ ) de Sagari y Kinteroni respectivamente, se deduce que estos hidrocarburos han sido genera-

dos a un valor de reflectancia de vitrinita equivalente de 0.97 y 1%.

Estos valores indican que la madurez es alcanzada en zonas con mayor soterramiento (por ejemplo en los sinclinales de Mashira, Kinteroni, Picha, Taini y Paratori y a los valores medidos en el pongo de Mainique) y diferentes a lo medido en los pozos Sipan 1X, Sepa 1X, San Martín 1X. Además estos valores han sido utilizados para la calibración de madurez al momento de evaluar los procesos de generación y expulsión.

Existen otras rocas generadoras potenciales como por ejemplo el Gpo. Cabanillas (Devónico) pero su generación habría ocurrido desde 240Ma (esto se pudo observar en inclusiones fluidas realizadas en cuttings del pozo Mapi 5X, 2016) y habría generado un sistema petrolero distinto al conocido actualmente. Para el caso de Ene Shale y Shinai, ambas unidades tienen buenas características de calidad y madurez pero consideramos que su volumen en este sector no es el ideal para generar volúmenes importantes de hidrocarburos (inclusiones fluidas del Pozo Mashira, 2017).

### **PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS ROCAS RESERVORIO**

Para el sector de MMS se tienen 4 rocas con excelentes características de rocas reservorio sin embargo solo son tres las que tienen hidrocarburos (Figura 2). Cada uno de estos reservorios tienen sus respectivos rocas sello efectivas.

**Unidad Ene-Noi** (Pérmico – Reservorio). Esta Unidad es subdividida en diferentes subunidades: Unidad Ene (Ene Shale y Ene Sst) y Unidad Noi (Lower y Upper Noi). Esta unidad es de edad Pérmica. La Sub unidad Ene Sst está compuesto por areniscas de grano fino a Medio y corresponden a un ambiente aluvial distal y fluvial. La Sub Unidad Noi está compuesta por arenisca de grano grueso. Esta como ya se comentó es subdividida en dos sub-unidades: Lower Noi interpretada como ambientes eólicos y Upper Noi como depósitos fluviales. El rango de espesores que se presentan están entre 75 y 145 m. Asimismo el rango de porosidades que presenta esta unidad es de 9 – 20%

**Unidad Lower Nía** (Pérmico – Reservorio). La edad de esta unidad se ha definido mediante una datación bioestratigrafía de la unidad superior (CGG-Roberton, 2015) y además por un estudio

de datación de zircones detríticos teniendo una afiliación con las arenas de la unidad Ene-Noi (para Repsol, ZirchronLLC, 2015). Esta unidad consiste en areniscas masivas de grano fino a medio, redondeado a sub-redondeado, con escasos intervalos de arcillas. El rango de espesores esta entre 120-134m cuando no es afectada por la discordancia cretácica. Esta unidad tiene un rango de N/G de entre 99-100% un rango de porosidad entre 12-24%

Unidad Middle Nia Clastic (Jurásico medio Superior). La edad de esta unidad se ha definido mediante un estudio de datación de zircones detríticos teniendo una afiliación con las arenas de la unidad Upper Nia (para Repsol, ZirchronLLC, 2015), Asimismo se ha realizado una datación a partir de trazas de fisión de apatitos. Esta unidad es reservorio en el área cercana al sur en los pozos Picha 2X, Taini 3X y Paratori 4X.

Unidad Upper Nia (Albiano-Cenomaniano – Reservorio). Esta unidad compuesta principalmente por areniscas de grano fino ricas en feldspatos, intercaladas con arcillas y limolitas, se interpreta depositada en un ambiente continental a marino somero. El espesor total promedio registrado en los pozos del área de entre 60-80m, un N/G entre 41-95% y una porosidad entre 12 y 26%

#### **TRAMPA Y CRONOLOGÍA DE LA ESTRUCTURACIÓN**

Las trampas están asociado a una faja plegada y está conformada de la siguiente manera (la cronología está determinada en base a estudios de bioestratigrafía, CGG-Robertson, 2017 y AFTA y ZFTA - Geotrack 2015, 2017) (Figura 3): 1) Mapi que correspondería a un pliegue por propagación que involucra basamento que inicia con una edad de ~7Ma y reactivado fuera de secuencia <1Ma, 2) Mashira un pliegue por propagación de edad ~6Ma (con un backthrust generado fuera de secuencia y que genera el cierre de la estructura con una edad <3Ma) 3) Trend Sagari-Kinteroni con una edad de ~5-4Ma

#### **PROCESOS: GENERACION, MIGRACION Y ENTRAMPAMIENTO**

La principal roca Madre Gpo, Ambo inicio un segundo pulso de generación y expulsión aproximadamente a los 40Ma y alcanzo un 80% de tasa de transformación entre 6 a 7 Ma (Figura 4). Después de los ~6 Ma el sistema petrolero en el área alrededor del sector MMS se “enfrió” debido a que se

inicia el levantamiento estructural de la faja plegada (Figura 3 y 4) (Pontet, 2017, Gil, 2017).

Las estructuras de Kinteroni-Sagari y posiblemente Maniro alcanzaron su geometría actual entre ~7 y 4Ma, pero hay la posibilidad que estas hayan sido plegadas previamente (~30Ma) por lo tanto podrían haber sido cargadas previo a los 6Ma y luego transportadas ya cargadas con hidrocarburos (periodo final entre ~7 y 4Ma). Además también este trend está en una ubicación preferencial de migración en relación a la principal y actual “cocina” de hidrocarburos al sur este del área (zona de Taini, Picha, Paratori).

Adicionalmente las dos estructuras Mapi y Mashira son estructuras sin presencia de hidrocarburos. Mapi es una estructura fuera de secuencia (<1Ma) que no preservó la integración de los sellos por fracturamiento y fallamiento. Mashira es una estructura que se habría generado a los 6Ma pero el “cierre” se habría generado después de los 3Ma (edad a partir de ZFTA, Geotrack, 2015) cuando las cocinas colindantes se habrían enfriado y su área de llenado (“fecth”) estaría fuera del alcance de la cocina principal (en la zona de Taini)

Se propone que la cocina al sur estaría aún en ventana de generación según nuestro modelado 1D realizado en el Pozo Taini 3X.

#### **CONCLUSIONES**

Una revisión del sistema petrolero ayuda a evaluar el riesgo en la exploración de hidrocarburos. En el sector MMS la roca madre principal es el Gpo. Ambo y los reservorios son el Ene-Noi, Lower Nia y Upper Nia estos reservorios tiene sus sellos efectivos. La sincronía entre la generación, expulsión y entrapamiento y la cronología de la generación de la trampa fue evaluada para este sector siendo uno de los actores más importantes de éxito y fallo de acumulación de hidrocarburos.

#### **REFERENCIAS**

- CGG-Roberton (2015). Reporte de bioestratigrafía realizado para Repsol.
- ZirchronLLC, (2015). Reporte de datación U/Pb de zircones detríticos realizado para Repsol.
- Geotrack (2015 y 2017). Reporte de Análisis de AFTA y ZFTA realizado para Repsol
- Chalco A. (2002), Familias de hidrocarburos y rocas madre de la provincia hidrocarbúfera de Camisea XI CPG.

Brisol et al., (2005). Hydrocarbon Habitat in the Southern Ucayali Basin, Perú. VIII Simposio Bolivari-ano

Disalvo et al., (2010) Sistemas petroleros del “gran camisea”.sur de la cuenca de ucayali. Perú. Sistemas Petroleros de las Cuencas Andiinas

Tocco y Martínez (2016 ). Reporte interno de Repsol: Caracterización de la Roca Madre del Lote 57

Matthieu Pontet (2017). Modelado 2D en el reporte de Postmorten de Mashira 6X - Repsol

Gil W. (2017). Modelado estructural en el reporte de Postmorten de Mashira 6X – Repsol

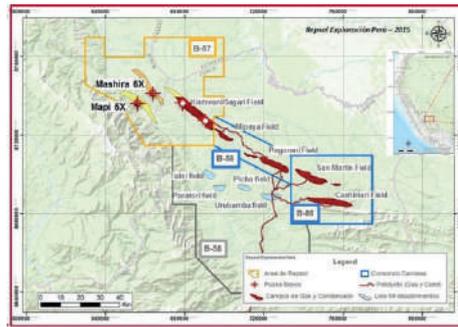


Figure 1 Mapa de Ubicación

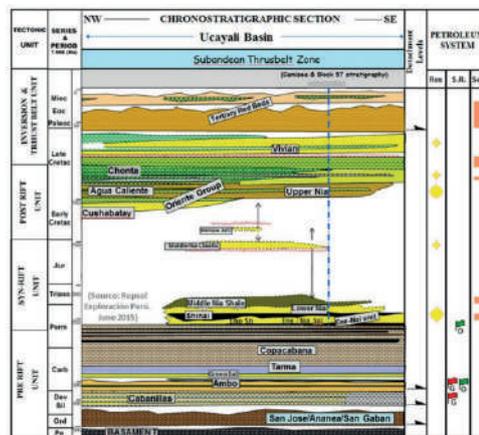


Figure 2, Cuadro Estratigráfico detallando los elementos del sistema petrolero

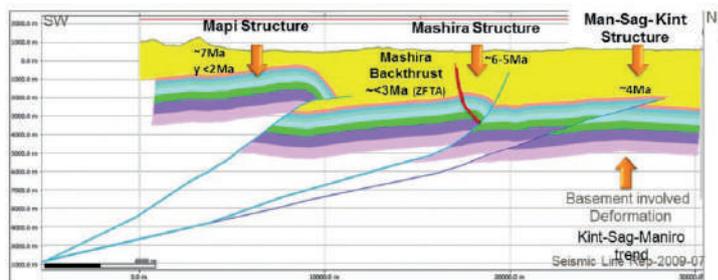


Figure 3. Sección Estructural en el Sector MMS

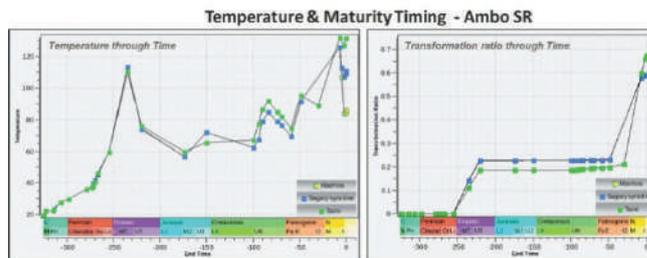


Figure 4. cronología de la Temperatura y la tasa de transformación de hidrocarburos en el tiempo.