

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Sesiones Generales: "Energía y Sociedad, aliados inseparables"

ANÁLISIS DE PATRONES DE MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA PLATAFORMA NOR-ORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA. PROVINCIA DE RÍO NEGRO-ARGENTINA

Ricardo Veiga¹, Alejandro Bande¹, Alfonso Mosquera¹, Jorge Alonso¹

1: Tecpetrol, ricardo.veiga@tecpetrol.com, alejandro.bande@tecpetrol.com,
alfonso.mosquera@tecpetrol.com, jorge.alonso@tecpetrol.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, sistemas petroleros, plataforma, Formación Los Molles, Formación Vaca Muerta, generación, expulsión, migración

ABSTRACT

On the north-eastern platform of the Neuquén basin, two petroleum systems coexist with the Los Molles Formation and the Vaca Muerta Formation as source rocks. Both units generate hydrocarbons that migrate vertically and laterally to the NE and to the SW areas. The hydrocarbons generated in Los Molles Formation migrate through the basal sandstones of the Cuyo Group. The hydrocarbons generated in the Vaca Muerta Formation, migrate through sandy levels of the Tordillo Formation and mainly by limestones of the Loma Montosa Formation. Because migration patterns converge to the same regions, many fields have several mineralized reservoirs and a mixture of hydrocarbons from both petroleum systems.

INTRODUCCIÓN DEL PROBLEMA

La región de la plataforma de la cuenca Neuquina fue estudiada en detalle por diferentes autores. Trabajos que trataron la problemática de los sistemas petroleros a escala regional fueron desarrollados por Cruz *et al.* (2002), Legarreta *et al.* (2008), Mosquera *et al.* (2008) y Cruz *et al.*, (2014). Asimismo valiosa información sobre las acumulaciones existentes en este sector de la cuenca puede encontrarse en Barrionuevo *et al.* (2005), Olmos y Somerfeld (2005), Arregui *et al.* (2005), Berdini *et al.* (2005) y Martinez *et al.* (2005).

La investigación realizada por Cruz *et al.* (2002) señalaba que los hidrocarburos generados en la Formación Vaca Muerta habían migrado distancias de hasta 70 km gracias a las buenas condiciones petrofísicas en niveles de la Formación Loma Montosa-Quintuco y la Formación Tordillo-Sierras Blancas. Por otro lado, en el mismo trabajo se indicaba que los petróleos livianos generados en la Formación Los Molles tenían una migración preferentemente vertical y/o lateral de corta distancia dado que los niveles por donde los hidrocarburos migraban poseían pobres

propiedades petrofísicas.

Posteriormente, Mosquera *et al.* (2008, 2009) identificaron un nuevo carrier dentro del Grupo Cuyo Inferior con buenas características petrofísicas, el cual habría facilitado la migración lateral de hidrocarburos generados en la F. Los Molles. Esto era validado por el análisis de los hidrocarburos presentes en los yacimientos La Jarilla, Aguada de los Indios Sur, Loma Azul, La Barda y Medanito. Estos autores demostraron la presencia de 3 familias de hidrocarburos (Los Molles 1, Los Molles 2 y Vaca Muerta) y hacían referencia a una migración vertical y lateral (de hasta 100 km), como así también de múltiples eventos de migración a lo largo del tiempo.

Cruz *et al.* (2014) retoman el tema presentando un nuevo modelo de migración. Por un lado se refuerzan las observaciones de Mosquera *et al.* (2008), se amplía la distribución de la Familia Los Molles 2 y se muestran nuevas mezclas de hidrocarburos. Asimismo se postula que la migración de hidrocarburos está condicionada por el emplazamiento de las diferentes áreas de generación y por las pendientes estructurales existentes durante la fase de generación y expulsión de las diferentes rocas madres.

Los trabajos resumidos anteriormente fueron el punto de partida para realizar un modelo cuantitativo que permita definir 3 aspectos: 1) emplazamiento de las áreas de generación y expulsión de hidrocarburos 2) vías preferentes de migración y su relación con los campos existentes y 3) ajustar la cuantificación del riesgo exploratorio. Para alcanzar estos objetivos se realizó una interpretación de la sísmica 2D/3D disponible, el análisis de 141 sondeos exploratorios, se procesaron los datos geoquímicos procedentes de 12 pozos y se construyó un modelo multi-dimensional que abarcó un área de 12000 km² (Figura 1).

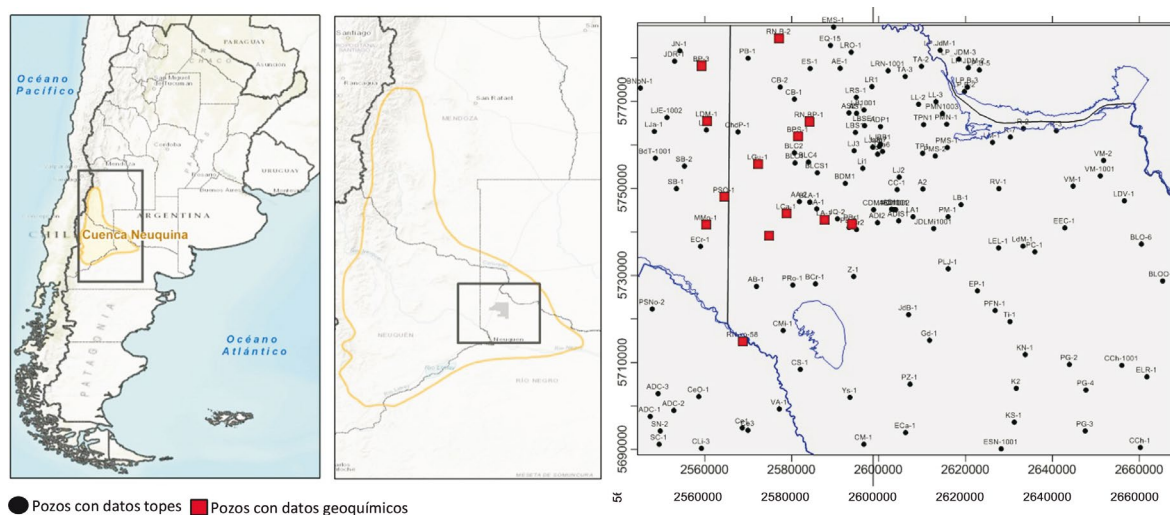


Figura 1. Mapa de ubicación general del área de estudio y pozos analizados

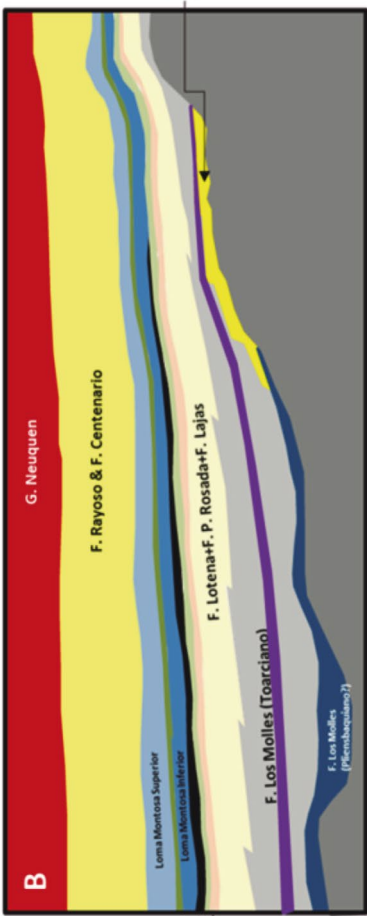


Figura 2. Columna estratigráfica general (A), corte estructural esquemático (B) y elementos del sistema petrolero (C)

Modelo Conceptual:

El punto de partida para la construcción de un modelo cuantitativo fue definir los elementos que componen los sistemas petroleros y elaborar un modelo estructural simple para ubicar estos elementos en un corte estructural regional (Figura 2). Dentro de la región de estudio se conoce la presencia de 2 rocas madres: la Formación Los Molles (Toarciano) y la Formación Vaca Muerta (Tithoniano). Estudios detallados de estas rocas generadoras pueden encontrarse en Uliana y Legarreta (1993), Villar *et al.* (1993), Wavrek *et al.* (1994), Lafitte y Del Vo (1996), Cruz *et al.* (1999) y Legarreta *et al.* (2008); Legarreta y Villar (2012) y Brissón (2012). Por otro lado, y de acuerdo a la interpretación sísmica, se observa una cuña sedimentaria en la base de la Formación Los Molles (probable edad Pliensbaquiana) que debido a la falta de datos geoquímicos no fue modelada pero que podría ser una roca madre adicional.

En la zona de trabajo hay numerosos reservorios entre los que se destacan: las Areniscas Basales Transgresivas del Grupo Cuyo mencionadas por Zumel *et al.* (2002) y Mosquera *et al.* 2008, los niveles clásticos fluviales de la Formación Punta Rosada o equivalentes (Malone *et al.* 2002; Arregui *et al.* 2005), las arenas fluviales y eólicas de la Formación Sierras Blancas (Maretto *et al.* 2002, Arregui *et al.* 2005) y el miembro inferior de la Formación Loma Montosa o equivalentes (Olmos *et al.* 2002; Olmos y Somerfeld, 2005).

Los sellos son de 2 tipos: regionales e intra-formacionales. Dentro de la categoría de sellos regionales se encuentran las propias rocas madres arriba mencionadas, la Formación Catriel y secundariamente el miembro medio de la Formación Loma Montosa. De todos ellos, la Formación

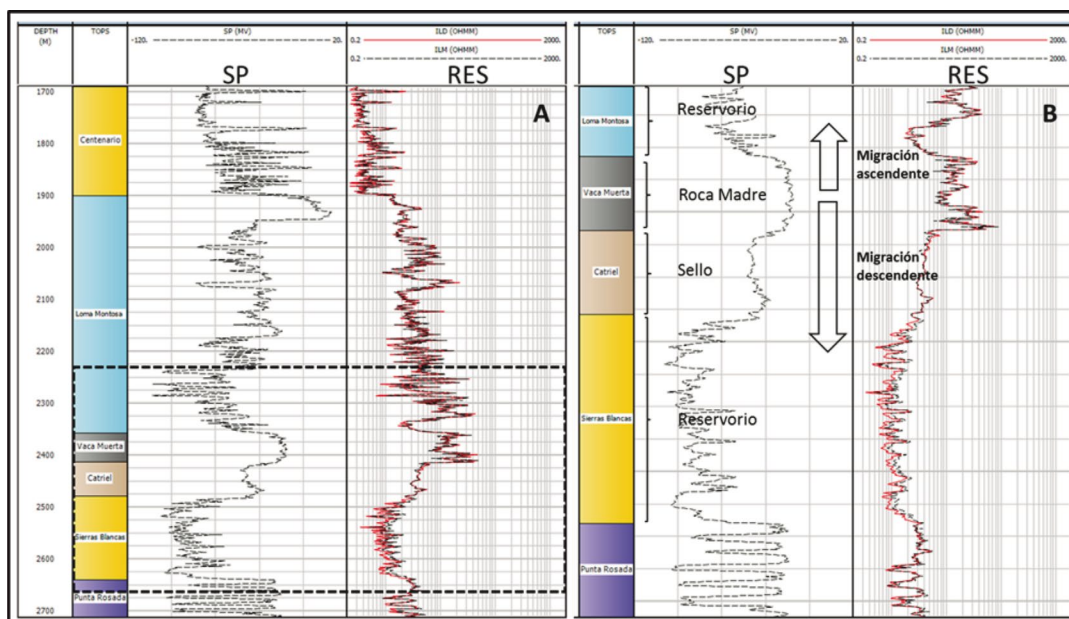


Figura 3. A) registros típicos de un pozo de la plataforma. B) Detalle de la Formación Catriel (sello regional) ubicada entre la Formación Vaca Muerta (roca madre) y la Formación Sierras Blancas (reservorio).

Catriel es relevante porque la misma se encuentra inmediatamente por debajo de los niveles generadores de la Formación Vaca Muerta y por encima de los niveles reservorios de la Formación Sierras Blancas (Figura 3).

Los estudios de datación de cementos realizados en la Formación Catriel (Haring, 2001) revelaron que estas areniscas eólicas sufrieron un proceso de cementación carbonática que la transformaron en un sello hace aproximadamente 70 m.a en la región de Centro de Cuenca (Loma La Lata). Por lo tanto y de acuerdo a este dato, la única forma de migrar hidrocarburos desde la Formación Vaca Muerta a la subyacente Formación Sierras Blancas sería previa a la formación de esta barrera diagenética.

Estudios posteriores describieron la secuencia diagenética de las Formaciones Catriel y Sierras Blancas pero no hicieron referencia a la edad de formación de esta barrera de permeabilidad (Matheos y Haring 2002 a y b). Posteriormente estudios de laboratorio realizados en la Formación Catriel en la región de Centro de Cuenca revelaron que el diámetro de los poros de esta unidad es menor a 5 μm (micrones) con tamaños de gargantas que varían 0.005 a 0.01 μm y definiendo una presión de desplazamiento entre 650 psi y 700 psi (Maretto y Rodriguez, 2005). Bajo esta nueva óptica la migración descendente desde la Formación Vaca Muerta hacia la Formación Sierras Blancas sería factible si entre ambas unidades existe un diferencial de presión superior a 700 psi independientemente de la edad de la diagénesis de la Formación Catriel.

El resto de la pila sedimentaria es considerada como sobrecarga permitiendo la maduración de la roca madre y la compactación de todas las unidades

Metodología de trabajo

La interpretación sísmica realizada se focalizó en 7 horizontes que informalmente se denominan: Tope PreCuyo (PCy), Tope Los Molles (LM), Tope Cuyano Inferior (CyI), Base Vaca Muerta (BVM), Tope Loma Montosa Inferior (LMI), Tope Loma Montosa Superior (LMS) y Base Grupo Neuquén (BGN). Estos niveles fueron elegidos debido a su continuidad lateral y fueron mapeados en un área de 8500 km². Dentro de la zona de estudio fueron seleccionados 141 pozos que fueron usados para convertir los planos en tiempo en planos en profundidad. A los efectos de regularizar el tamaño de las grillas se añadieron pozos fuera de la zona de interpretación sísmica extendiendo la zona de trabajo a 12000 km² para conformar grillas de forma rectangular.

Se confeccionaron mapas de espesor entre los horizontes mapeados y además se añadieron nuevos horizontes basados en los topes lito-estratigráficos definidos en cada pozo. Los niveles agregados fueron los topes de las Formaciones Centenario, Sierras Blancas y Punta Rosada. Estos mapas de espesor brindaron información para realizar mapas paleo-estructurales y litofaciales. A partir de datos geoquímicos de pozos cercanos se realizaron mapas de Carbono Orgánico Total (COT) para 2 niveles generadores: Formación Los Molles (Toarciano) y Formación Vaca

Muerta (Tithoniano). Posteriormente se construyeron 12 modelos 1D para calibrar porosidades, temperaturas y madurez que sirvieron de amarre al modelo multidimensional.

Mapas en profundidad

Se han construido 10 mapas en profundidad a las siguientes unidades: Tope del Grupo Pre Cuyo, Formación Los Molles, Grupo Cuyo (Toarciano), Formación Punta Rosada, Formación Sierras Blancas, Formación Catriel, miembro inferior Formación Loma Montosa, Formación Loma Montosa, Formación Centenario y Base Grupo Neuquén. En estos mapas se excluyeron los patrones de fallas por 2 razones: 1) falta de control en la información sísmica por espaciamiento de los datos y 2) simplificación del modelo de simulación numérica. En términos generales todos los mapas muestran una depresión en dirección SE-NW conocida como el Bajo de Añelo (Figura 4). Hacia ambos lados de esta depresión se observa un ascenso estructural hacia el SW (el ámbito de la Dorsal de Huincul) y hacia el NE (el ámbito de plataforma).

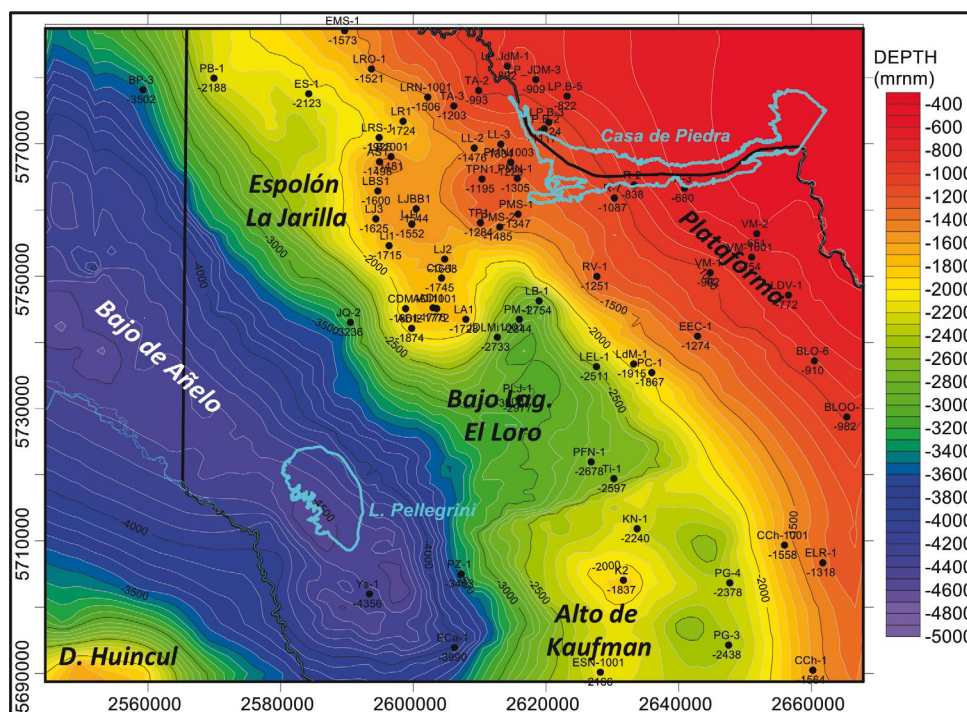


Figura 4. Mapa en profundidad para el tope del Grupo PreCuyo. Los rasgos estructurales más relevantes son: Dorsal de Huincul, Bajo de Añelo, Alto de Kaufman, Bajo Laguna el Loro, Espolón La Jarilla y Plataforma.

Los mapas realizados muestran que la región de la Plataforma no es un homoclinal continuo sino que presenta depresiones y espolones en dirección SW-NE. Uno de los rasgos más relevantes es la depresión que se encuentra enmarcada en la región de Laguna el Loro separando 2 altos estructurales: Kaufman al Sur y La Jarilla al Norte. Estos rasgos se suavizan a medida que se generan

los mapas a horizontes más someros pudiendo vincular los altos a estructuras de basamento que son paulatinamente enrasadas por el relleno sedimentario de la cuenca

Mapa Isopáquicos:

Se han confeccionado varios mapas de espesor a partir de la interpretación sísmica y datos de pozos. Los mismos sirvieron para construir mapas litofaciales y paleo-estructurales. En el presente trabajo se hace mención a 3 de ellos.

Grupo Cuyo:

Este ciclo sedimentario alcanza un espesor máximo de 1800 m en la zona de estudio (Figura 5). La zona de mayor espesor preservado se ubica coincidente con el lineamiento del Bajo de Añelo en las inmediaciones de los pozos Ys-1 y PZ-1. Hacia el SW (Dorsal de Huincul) el espesor se reduce por erosión mientras que hacia el NE el espesor se reduce por acuñamiento. El mapa de este ciclo sedimentario permite observar una zona de bajo espesor en la regiones de Kaufman, Lihue, La Barda y Piedras Blancas, conformando pequeños espolones. Por otro lado, se aprecian unas cubetas locales en las cercanías de Puesto González y La Yesera

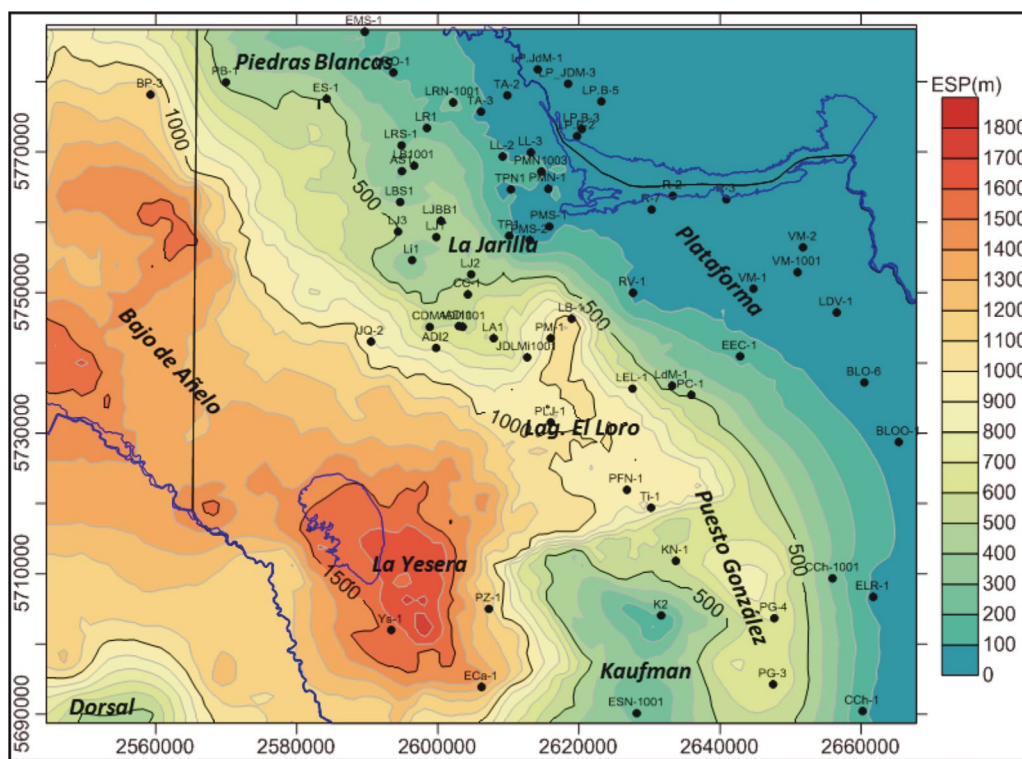


Figura 5. Mapa de espesor Grupo Cuyo. Notar reducciones de espesor hacia el Alto de Kaufman, Centenario/Dorsal de Huncul y Plataforma. La zona de mayor espesor se focaliza hacia el Bajo de Añelo

Grupo Mendoza:

Comprende a la sumatoria de espesores de las Formaciones Tordillo, Vaca Muerta-Quintuco y Centenario. Dentro de la zona de estudio alcanza un espesor máximo de 2400 m. La zona de mayores espesores coincide con el lineamiento del Bajo de Añelo y los máximos valores se localizan cercanos a los sondeos RN.xp-58, AB-1 y ECr-1. Se observa una reducción de espesores hacia el SW por efecto de erosión y hacia el NE por acuíñamiento. Los rasgos paleo-estructurales se encuentran suavizados pero se esbozan 3 espolones en la región de Galdame-Kaufman Norte, en La Jarilla y en Charco del Palenque-Chaco Bayo-Piedras Blancas (Figura 6).

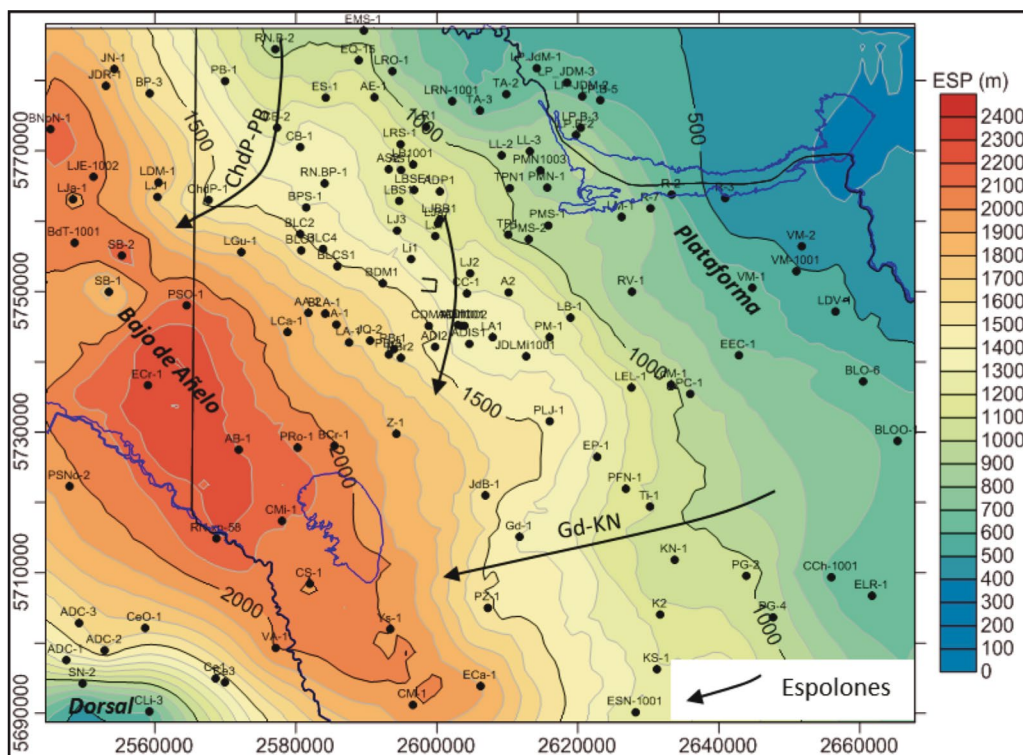


Figura 6. Mapa de espesor Grupo Mendoza. La zona de mayor espesor se focaliza hacia el Bajo de Añelo en las inmediaciones del pozo ECr-1 y AB-1. Notar espolones o zonas de reducción de espesor hacia los espolones Galdame-Kaufman Norte (Gd-KN), La Jarilla (LJ) y Charco del Palenque-Piedras Blancas (ChP-PB).

Grupo Neuquén & Terciario indiferenciado:

Debido a que en diferentes pozos estos sedimentos se encuentran agrupados no fue posible separarlos. Por otro lado la información sísmica a estos niveles es muy somera no permitiendo su mapeo. Estos sedimentos afloran en la región de estudio y se encuentran afectados por los rasgos topográficos actuales. Los mayores espesores se ubican en la región de Loma Jarillosa alcanzando los 1300 m.

Rocas Madres. Características y distribución

Los niveles generadores considerados fueron 2: las pelitas y margas de la Formación Los

Molles (Toarciano) y las margas de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano). Para el análisis de estas rocas madres se contó con datos geoquímicos de 13 pozos (Figura 1).

Roca Madre Los Molles (Toaciano):

La información geoquímica disponible en 3 sondeos muestra una roca madre con un COT entre 0.4 y 5%, valores de S1 que varían entre 0.5 a 1.2 mgHC/g Roca, el pico S2 oscila entre 0.75 y 5.3 mgHC/g Roca y el índice de Hidrogeno (IH) varía entre 31 y 188 mgHC/gTOC. El tipo de kerógeno es una mezcla tipo II&III tal cual fue descripto por Wavrek *et al.* 1994, Legarreta y Villar, 2012 y Brisson, 2012. El potencial de esta roca madre es moderado a bueno en la zona de estudio. La zona de generación de esta roca madre se encuentra principalmente circunscripta a la región del Bajo de Añelo alcanzando un desarrollo de 5300 km² (Figura 7a). Una restauración de los valores de COT original (COT₀) usando los modelos de Modica y Lapierre (2012) y Chen y Jiang (2017) indican que la Formación Los Molles tendría un COT₀ entre 6 y 7% con una tasa de transformación (TR) que varía entre el 60 y 94%. Los valores de cinética química utilizados para el modelado fueron los obtenidos a partir de los trabajos de Wavrek *et al.* 1994.

Roca Madre Vaca Muerta.

Para el análisis de esta roca madre se contó con la información geoquímica de 13 sondeos. En el sector de estudio la Formación Vaca Muerta presenta un COT entre 3 y 6%, el pico S1 varía entre 2 y 7 mgHc/gRoca, los valores de S2 oscilan entre 10 y 30 mgHc/gRoca y el IH varía entre 350 y 650 mgHC/gRoca. El tipo de kerógeno es de naturaleza marina de tipo II a II/III y el potencial de esta roca madre es bueno a muy bueno. La zona de generación de la F. Vaca Muerta se recuesta sobre el Bajo de Añelo alcanzando un desarrollo de 4000 km² y con un espesor variable entre 50 y 150 m (Figura 7b). La restauración de valores de COT₀ y de índice de hidrógeno inicial (IH₀)

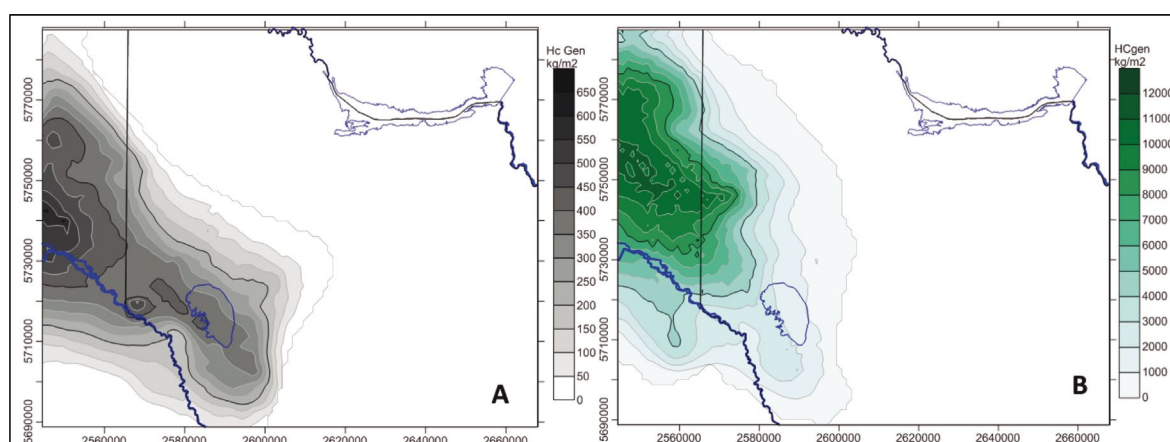


Figura 7. Mapa de generación de las 2 rocas madres: A) Mapa de generación de hidrocarburos en la Fm. Los Molles (Toarciano). La zona de generación se extiende por 5300 km² encontrándose circunscripta al Bajo de Añelo B) Mapa de generación de hidrocarburos en la Fm. Vaca Muerta (Tithoniano). Las zonas de generación para las 2 rocas madres se encuentran superpuestas en el Bajo de Añelo. El área de generación para la Fm. Los Molles es de 5300 km² y para la Fm. Vaca Muerta abarca 4000 km²

indican valores entre el 5 al 7% y de 700 a 800 mgHC/gCOT respectivamente. La Formación Vaca Muerta habría alcanzado una TR entre el 53 y 83%. Los valores de cinética química utilizados para el modelado fueron los obtenidos a partir de los trabajos de Wavrek *et al.* 1994.

Madurez, Generación y Expulsión de Hidrocarburos

Formación Los Molles (Toarciano)

Estos niveles se presentan en un estadio de evolución termal que abarca desde la ventana de madurez tardía ($1.0 < Ro < 1.3$) hasta la ventana de gas ($Ro > 1.3$). La zona de mayor madurez se localiza en el Bajo de Añelo (Figura 8). La Formación Los Molles habría entrado en madurez entre los 140 y 120 M.a en la región cercana al Lago Pellegrini y alcanzando la principal fase de generación entre los 120-80 M.a. expandiéndose hacia el NW del Bajo de Añelo (Figura 9). La expulsión comienza hace 120 M.a. y alcanza un máximo entre los 80-70 M.a. para finalmente decrecer en el Eoceno (Figura 10).

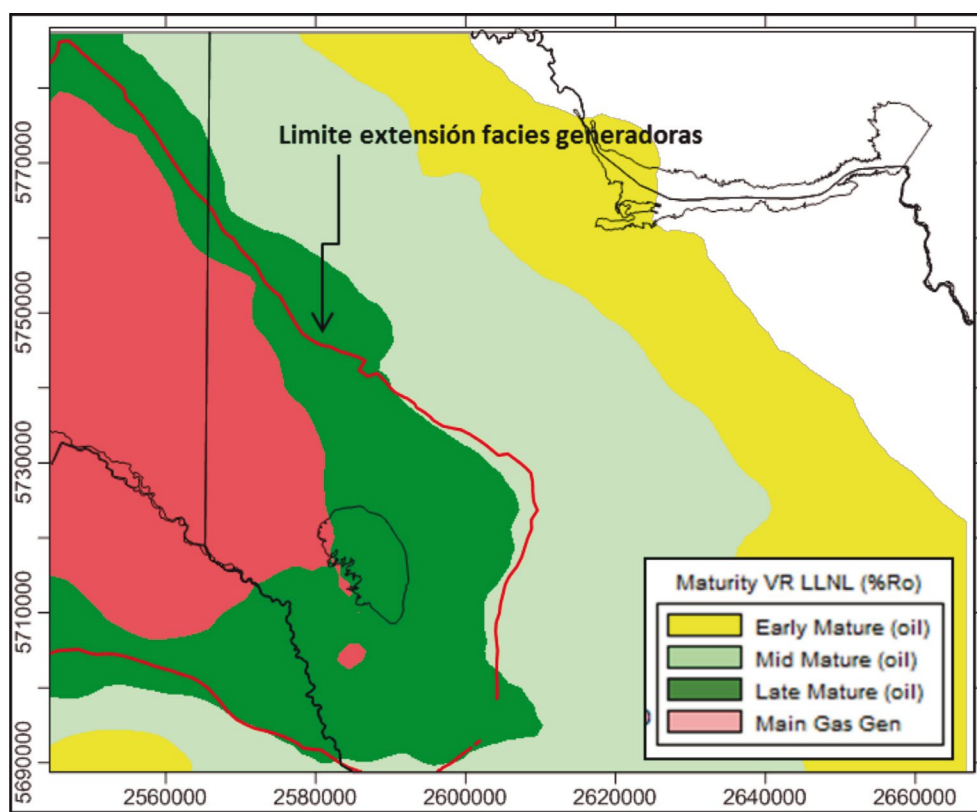


Figura 8. Mapa de madurez al tope del Cuyano Inferior (Toarciano)

Formación Vaca Muerta

Esta unidad se encuentra en la ventana de hidrocarburos líquidos. La mayor madurez se observa en la esquina NW de la zona de estudio (Figura 11). La entrada en la ventana de líquidos ocurrió hace 120 M.a. y la principal fase de generación tuvo lugar entre los 80 y 60 M.a (Figura 12).

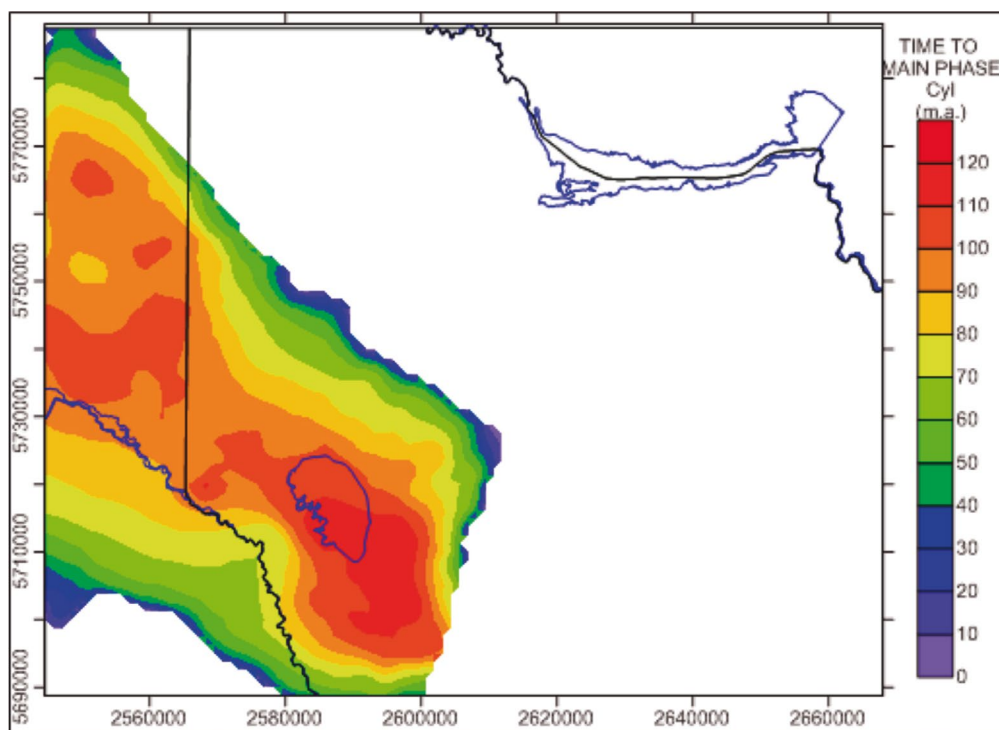


Figura 9. Mapa de tiempo (m.a.) al pico de transformación (TR=25%) para la roca madre Los Molles

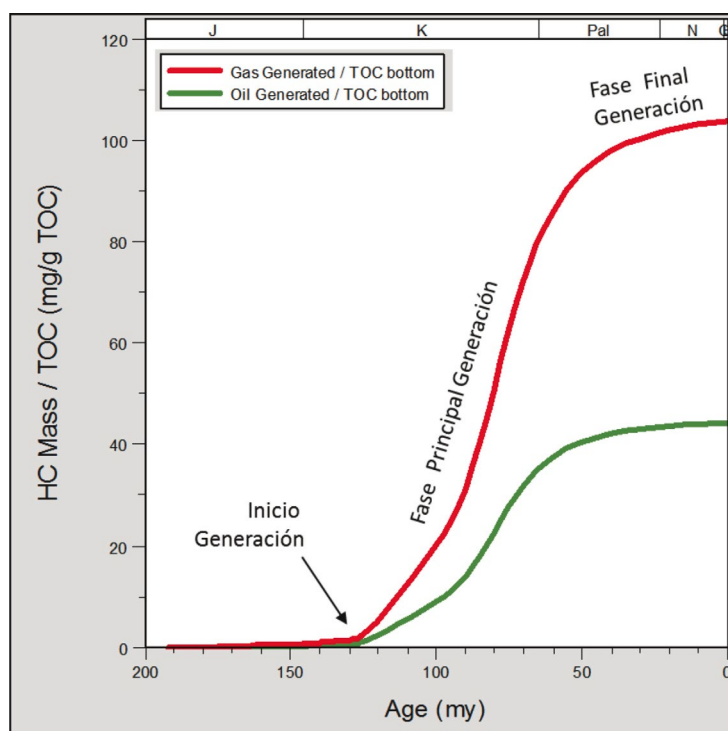


Figura 10. Diagrama de hidrocarburos generados y expulsados vs tiempo para la roca madre Los Molles en un pozo ubicado en el Bajo de Añelo

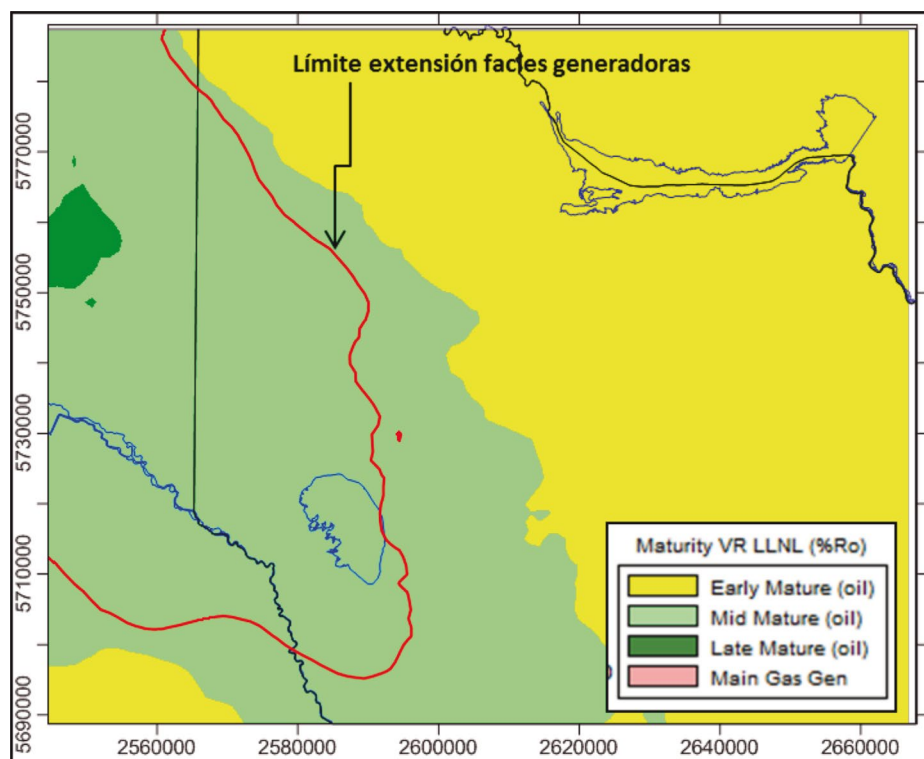


Figura 11. Mapa de madurez Formación Vaca Muerta

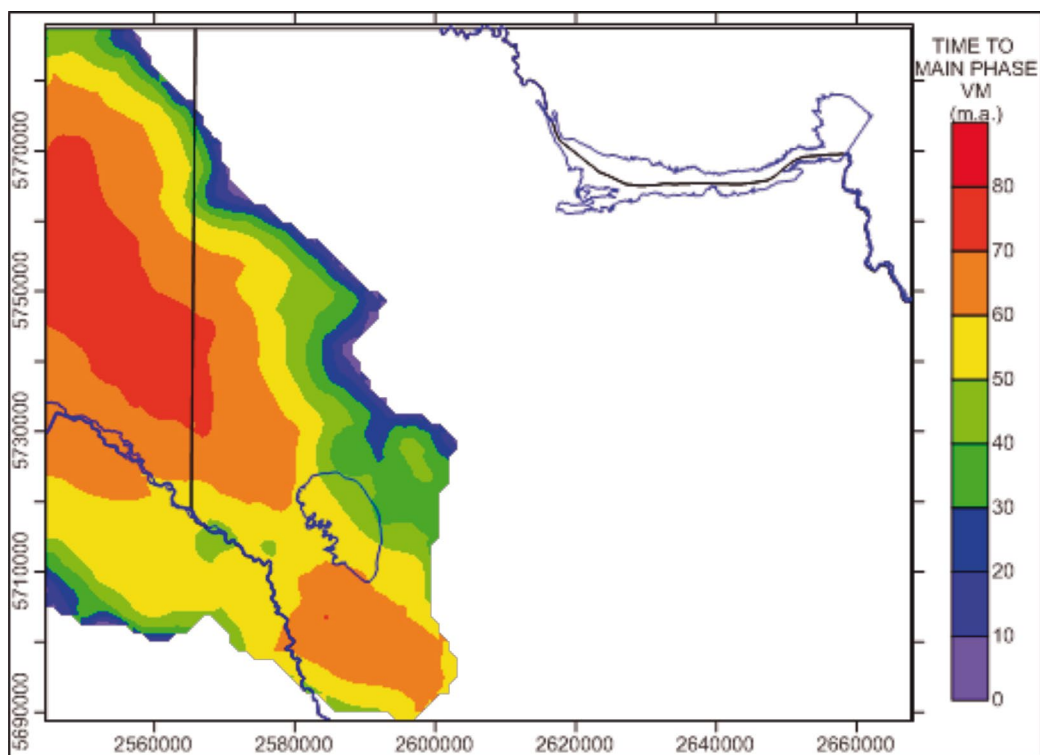


Figura 12. Mapa de tiempo (M.a.) al pico de transformación (TR=25%) para la roca madre Vaca Muerta.

La mayor parte de los hidrocarburos expulsados vienen del NW. Este proceso comenzó hace 80-70 m-a. Para fines del Cretácico el principal centro de expulsión se encontraba en las inmediaciones de los pozos BdT-1 y SB-2 (Figura 13A). Durante el Paleógeno el foco de expulsión se expandió hasta alcanzar la configuración actual (Figura 13B). La máxima tasa de generación-expulsión tuvo lugar a fines del Cretácico (Figura 14).

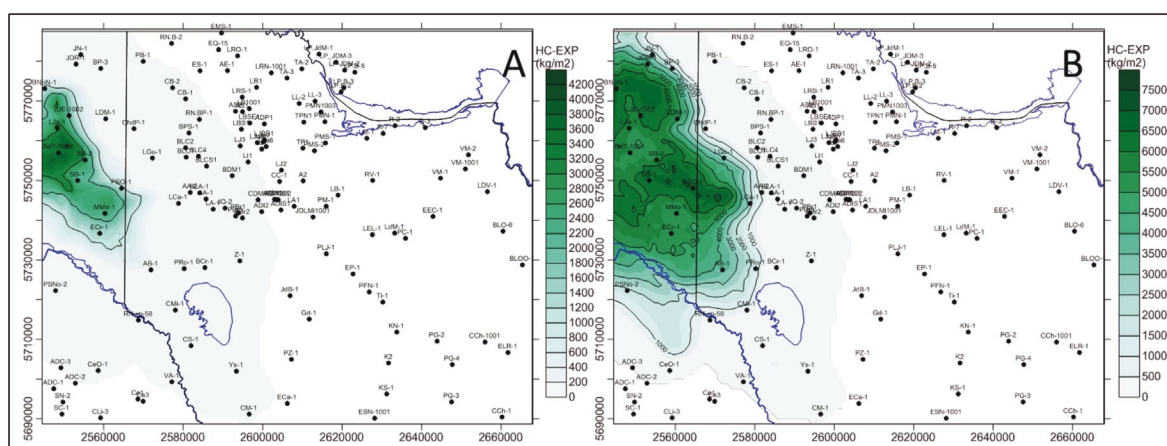


Figura 13. Mapa de hidrocarburos expulsados Fm. Vaca Muerta. A) Hidrocarburos expulsados entre 150 y 65 M.a. B) Hidrocarburos expulsados entre 65 y 0 M.a.

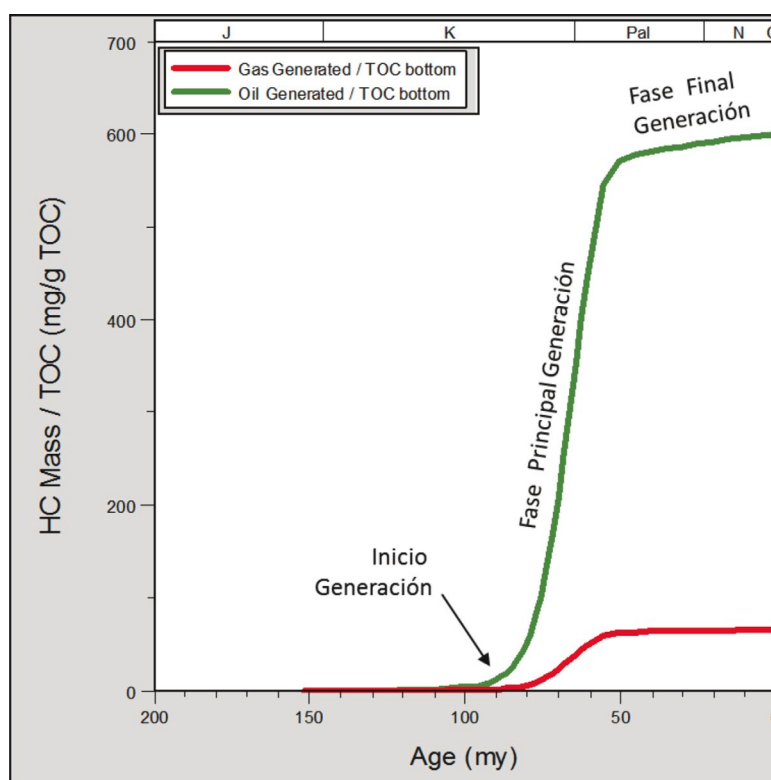


Figura 14. Diagrama de hidrocarburos generados y expulsados vs tiempo para la roca madre Vaca Muerta en un pozo ubicado en el Bajo de Añelo.

En conclusión, ambas rocas madres presentan un solapamiento parcial de las áreas de generación y expulsión. Los Molles se encuentra levemente desplazada hacia el SE mientras que Vaca Muerta desarrolla su epicentro hacia el NW (Figura 15).

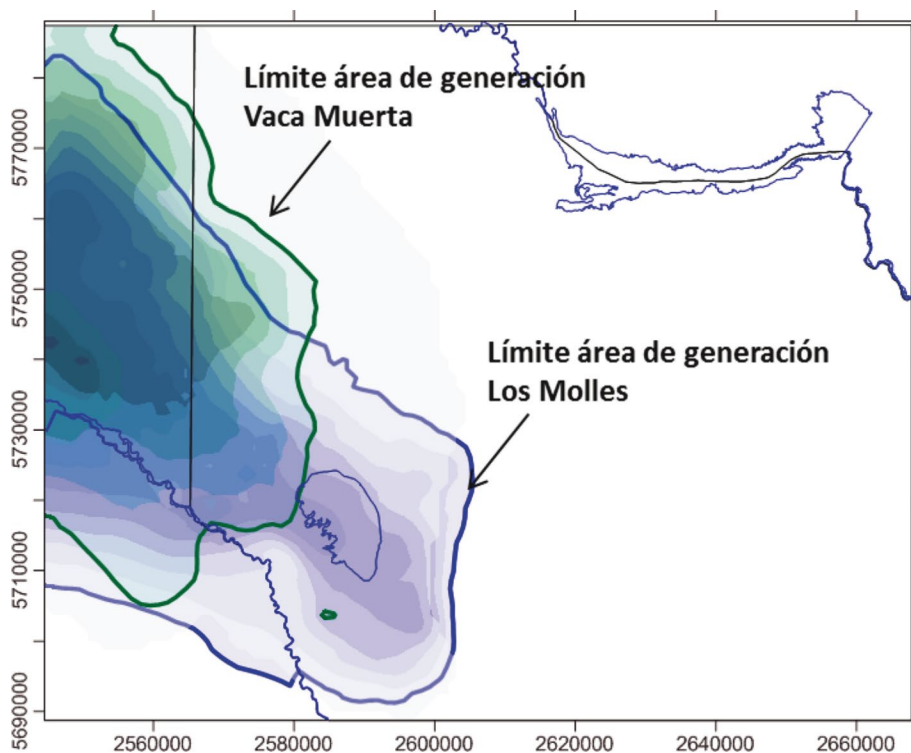


Figura 15. Solapamiento de las áreas de expulsión de las rocas madres Los Molles y Vaca Muerta

Migración de hidrocarburos

Se analizaron los patrones de migración de hidrocarburos generados por ambas rocas madres y se compararon estas vías de migración con los datos aportados por Mosquera *et al*, 2008 y Cruz *et al* 2014. Para la migración se modelaron diferentes reservorios y las vías de migración obtenidas fueron sintetizadas en un único mapa para las 2 rocas madres: Formación Los Molles y Fm. Vaca Muerta

Migración desde la Roca Madre Los Molles (Toarciano)

El modelo construido considera que los hidrocarburos generados en la Formación Los Molles son transportados por los niveles arenosos presentes en el Grupo Cuyo (incluyendo a las arenas basales del Cuyano Inferior, Fm. Lajas y Fm. Punta Rosada). Bajo este escenario, el Bajo de Añelo se comporta como una divisoria separando un tren de migración en dirección SSW (hacia la Dorsal de Huincul) y otro de dirección ENE hacia la Plataforma (Figura 16). Las vías de migración obtenidas coinciden con los datos geoquímicos aportados por Mosquera *et al* (2008) y Cruz *et*

al. (2014) en la región de plataforma donde destacan los hidrocarburos procedentes de la Fm. Los Molles.

La migración de hidrocarburos habría comenzado hace 120 M.a. en las proximidades de la actual traza del Río Neuquén y el Lago Pellegrini. Hace 110 M.a se esbozaron los primeros trenes de migración hacia la zona de la Dorsal y Alto de Kaufman y Centenario. Para fines del Cretácico se mantuvieron las vías de migración anteriores pero se añaden otras hacia Charco Bayo, La Jarilla y Aguas de los Indios (Figura 17).

Figura 16. Vías de migración principales en el Grupo Cuyo. Notar la correspondencia entre los datos geoquímicos (Mosquera *et al.* 2008 y Cruz *et al.* 2014) y las principales vías de migración.

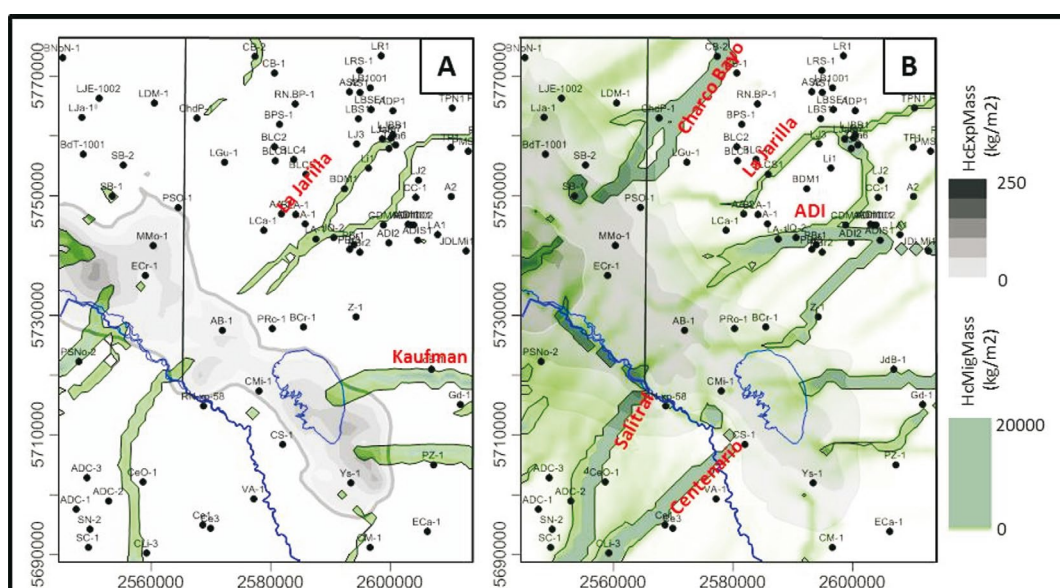
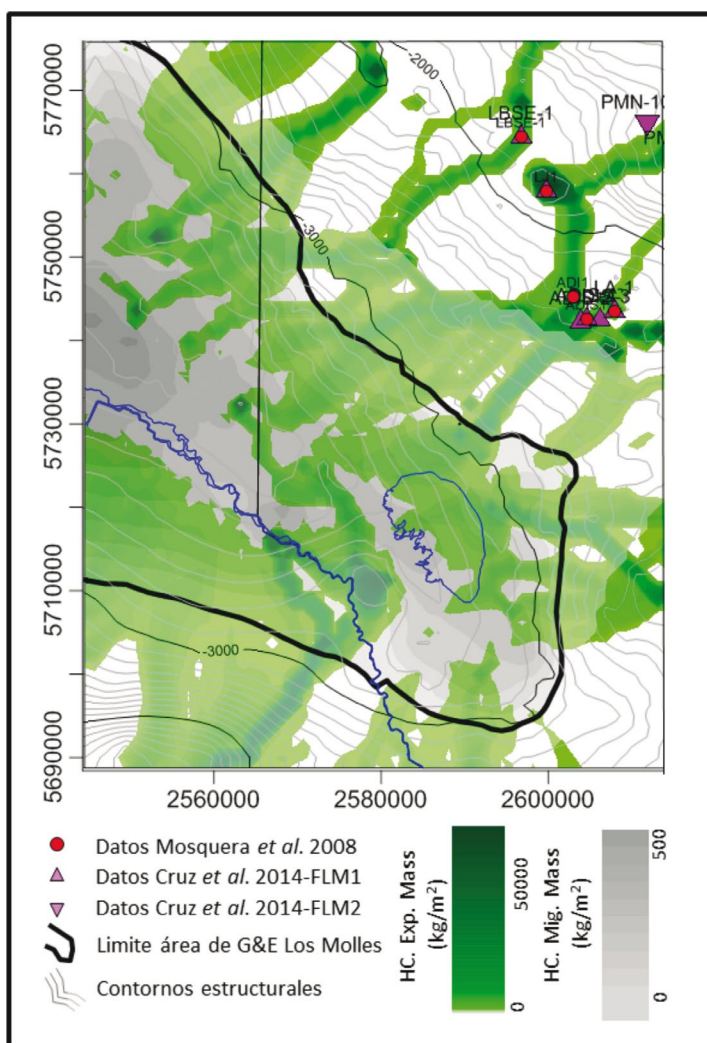


Figura 17. Vías de migración principales en el Grupo Cuyo. A) Mapa de migración a 110 m.a. B) mapa de migración a 65 m.a. Notar la expansión del área de expulsión y el aumento en las vías de migración.

Migración desde la Roca Madre Vaca Muerta

El modelo realizado considera que los hidrocarburos generados en la Formación Vaca Muerta son transportados por los reservorios de la Formación Loma Montosa y por niveles de la Formación Tordillo/Sierras Blancas. Es importante recordar que la entrada de hidrocarburos desde Vaca Muerta a Tordillo/Sierras Blancas es factible si la presión poral de Vaca Muerta supera en alrededor 700 psi a la presión de Catriel. Un análisis de geopresiones 1D fue realizado en pozos del Bajo de Añelo a los efectos de comparar el diferencial de presión entre ambas unidades (Figura 18). En los casos estudiados se aprecia que la presión poral alcanzada por Vaca Muerta no alcanzaría a superar

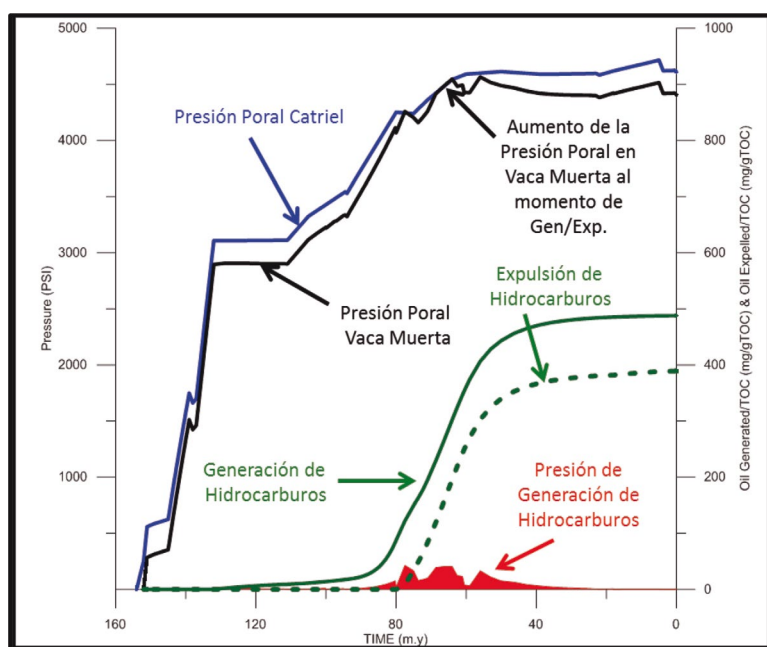
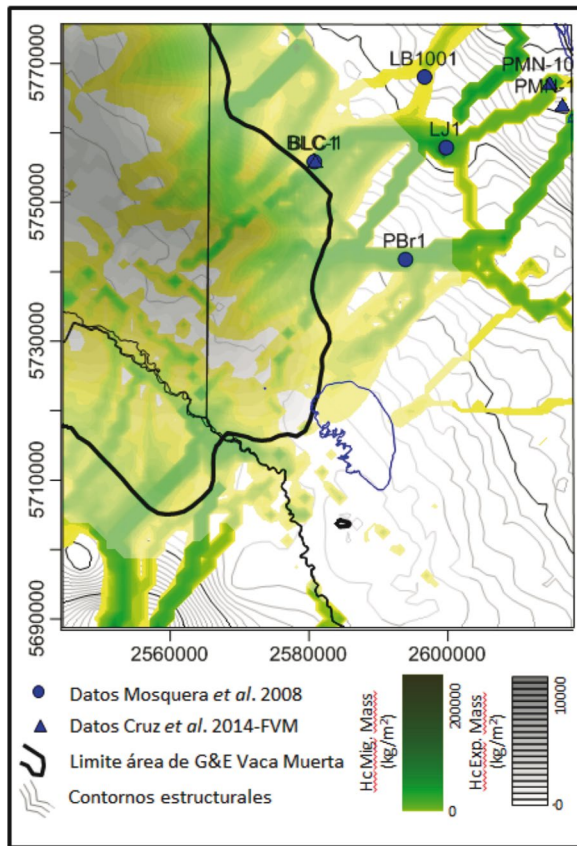


Figura 18. Evolución de la presión poral entre la Fm. Vaca Muerta y la Fm. Catriel en Bajo de Añelo. En este sector de la cuenca la Fm. Vaca Muerta se encuentra escasamente sobrepresionada (levemente mayor al gradiente hidrostático). Durante la etapa de generación la presión poral aumenta en el orden de 200 psi igualando la presión poral de la Fm. Catriel. Por lo tanto (para este sector de la cuenca) Vaca Muerta no desarrolla la suficiente presión para vencer a la presión de desplazamiento de la Fm. Catriel.

la presión de desplazamiento dentro de Catriel, por lo tanto el pasaje de fluidos desde Vaca Muerta hacia Sierras Blancas sería poco probable. La presencia de rastros e impregnaciones en la Formaciones Catriel y Sierras Blancas podría ser explicada por la combinación de 2 procesos: 1) La presencia de fracturas/fallas que pudieron actuar como conductos de fluidos permitiendo la transferencia de hidrocarburos desde la Formación Vaca Muerta hacia unidades infrayacentes. y 2) El aporte de hidrocarburos líquidos por parte de una roca madre más profunda

Al igual que el caso anterior, el Bajo de Añelo se comporta como una divisoria separando un tren de migración en dirección SSW (hacia la Dorsal de Huincul) y otro de dirección ENE hacia la Plataforma (Figura 19). Se observa una buena correspondencia entre las vías de migración obtenidas y los datos geoquímicos aportados por Mosquera *et al* (2008) y Cruz *et al.* (2014).

La migración de hidrocarburos habría comenzado hace 70 M.a. en la esquina NW de la zona de estudio. Los hidrocarburos generados se movieron hacia la región de Chaco Bayo (CB), Piedras Blancas (PB) y La Jarilla (LJ). Posteriormente, durante el Paleógeno (45 M.a) la zona de generación y expulsión se expande, y aparece otra vía de migración en la región de Aguada de



los Indios Sur (ADIS). Durante este periodo se observa un mayor número de vías de migración y se definen los principales patrones de drenaje que alcanzan los sectores más orientales de la zona de estudio (Figura 20). En el Neógeno el sistema sigue evolucionando pero no se observan cambios significativos en los patrones de migración.

Figura 19. Vías de migración principales en Loma Montosa y Tordillo. Notar la correspondencia entre los datos geoquímicos (Mosquera et al. 2008 y Cruz et al. 2014) y las principales vías de migración.

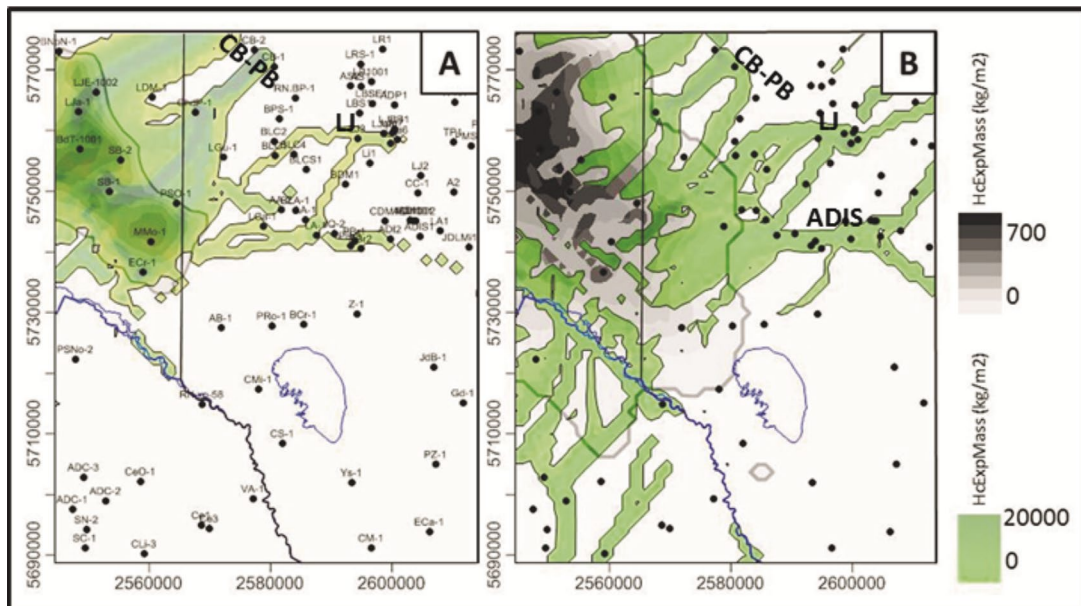


Figura 20. Vías de migración principales en la Formación Loma Montosa y la Formación Tordillo. A) Mapa de migración hacia 70 M.a. B) Mapa de migración hacia 45 M.a.

DISCUSIÓN

Los patrones de migración observados para ambas rocas madres están alineados con las principales acumulaciones existentes. Las acumulaciones más cercanas a los centros de generación y expulsión presentan un promedio de área de 15 km² mientras que cuando la distancia aumenta, el tamaño medio de los campos se reduce a 4 km²

Por otro lado, muchos campos (ej: Piedras Blancas, Charco Bayo, Aguada de los Indios Sur, La Jarilla, Tapera Avendaño, 25 de Mayo-Medanito, Lindero Atravesado y Rio Neuquén, etc) presentan mineralizaciones en diferentes niveles estratigráficos. La información geoquímica convalida la presencia de yacimientos con fluidos procedentes de distintas rocas madres, con variado grado de evolución termal y con diferentes etapas de llenado (Mosquera *et al.*, 2008, 2009, 2011 y Cruz *et al.* 2014). El modelado indica que las primeras vías de migración se desarrollaron hace 110 M.a y que hubo un desfase de aproximadamente 50 M.a. entre ambos sistemas petroleros.

La coincidencia geográfica en las vías de migración se debe a un marcado control estructural en los patrones de drenaje y en la distribución de las acumulaciones. Los principales yacimientos

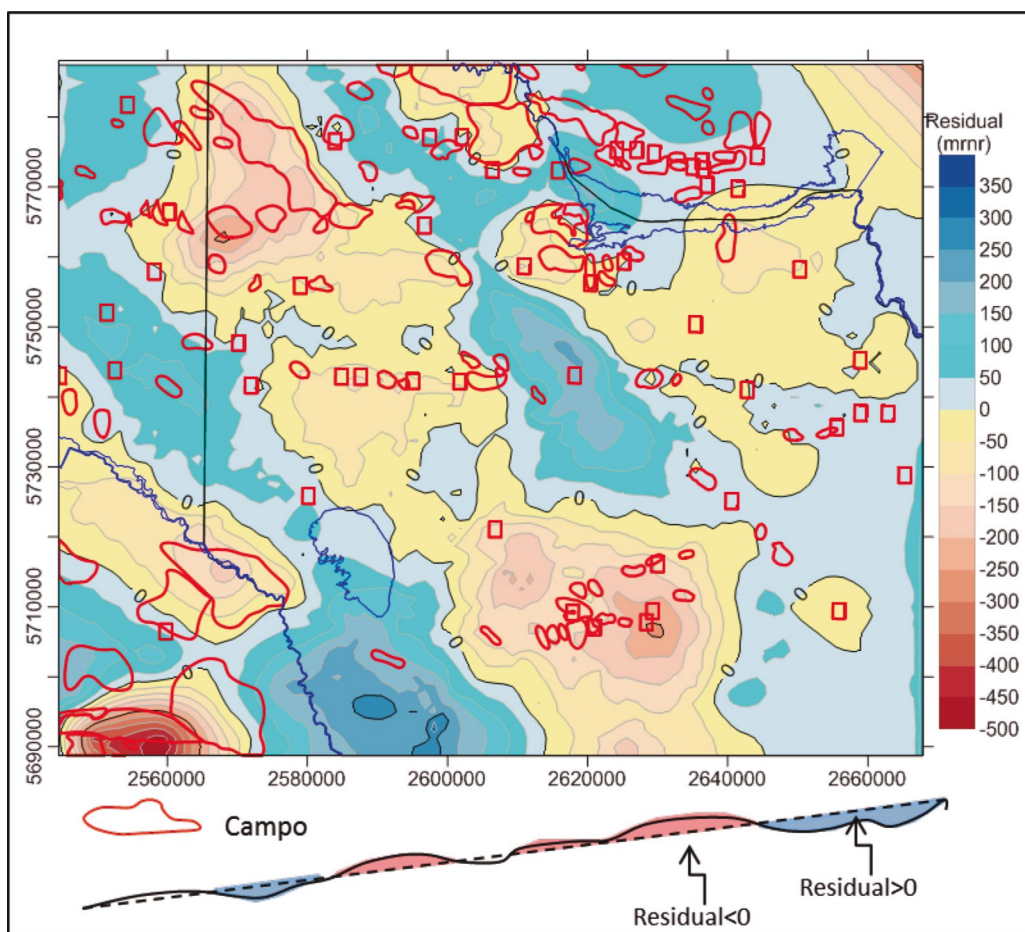


Figura 21. Mapa residual mostrando la correspondencia que existe entre las acumulaciones y las regiones que presentan un residual negativo (valor más somero al tren regional)

se emplazan sobre altos regionales que pueden observarse cuando se realiza un mapa residual entre la pendiente regional y un nivel dado de referencia (Figura 21). Las acumulaciones de mayor tamaño se emplazan en zonas más altas que la pendiente regional. La orientación NW-SE de estos altos y bajos residuales coinciden con los lineamientos de apertura preferenciales en el sector oriental de la Cuenca Neuquina (Vergani *et al.*, 1995).

CONCLUSIONES

- 1) Las 2 rocas madres (Los Molles y Vaca Muerta) están superpuestas y cubren un área entre 4000 y 5000 km². El sistema petrolero Los Molles tiene una fase de mayor expansión entre 120-110 M.a, mientras que en el sistema Vaca Muerta esto ocurre entre 70-60 M.a.
- 2) Las vías de migración del sistema petrolero Los Molles se encuentra completamente definidas al final del Cretácico mientras que para el sistema Vaca Muerta esto ocurre en el Paleógeno.
- 3) La migración desde la Formación Vaca Muerta hacia la Formación Sierras Blancas es poco factible debido a que en la zona de estudio Vaca Muerta habría alcanzado una baja sobrepresión no pudiendo vencer las fuerzas capilares de la F. Catriel. Sin embargo no se descarta que este proceso ocurra en sectores más occidentales donde la sobrepresión de la F. Vaca Muerta es mayor y por lo tanto pudo vencer a la presión de desplazamiento de la Formación Catriel. Por otro lado, la existencia de fallas y/o fracturas que actúen como conductos de fluidos pudieron ayudar a este proceso. La existencia de rastros en la Formaciones Catriel y Sierras Blancas puede ser generado en partes a este proceso pero también puede tener un origen desde una roca madre Los Molles Los estudios geoquímicos no descartan ninguna de estas hipótesis.
- 4) La mezcla de hidrocarburos existentes en los campos y la multiplicidad de niveles mineralizados se corresponden con vías de migración superpuestas para las 2 rocas madres debido a un marcado control estructural que se mantuvo a lo largo del tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las autoridades de Tecpetrol por permitir la publicación de este trabajo. Nuestro reconocimiento Andrel Boll quien colaboró con las primeras etapas de este estudio y a Carlos Macellarí, por las sugerencias realizadas. Nuestra gratitud a Claudia Galarza, Dario Siehakiewicz y Yoseberling Castillo por ayudarnos en la preparación de figuras. Por último se agradece a los miembros del jurado (Carlos Cruz, Carlos Arregui y Martin Ceballos) cuyas observaciones ayudaron a mejorar la calidad de este trabajo

REFERENCIAS CITADAS

- Arregui, C., C. Gazzera, C. Segui, O. Carbone y J. Quiroga, 2005; "Las trampas del eje Charco Bayo -El Caracol". En: Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- Barrionuevo, M. M. Valenzuela, G. Olea y A. G. Pleimling, 2005, "Trampas características de las formaciones Triásicos-Jurásicas en la plataforma nororiental de la Cuenca Neuquina". Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG
- Bardini, O., G. Schachner, P. Castellarini, C. Arregui y J. Quinteros, 2005, "Entrampamiento del yacimiento Río Neuquén". Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- Brissón, I. 2012, "Sistemas Petroleros de la Cuenca Neuquina". Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros. Fundación YPF.
- Chen, Z & C. Jiang, 2017, "A revised method for organic porosity estimation using Rock-Eval data: Example from Duvernay Fm, in the Western Canada Sedimentary Basin". AAPG Bull V100 # 3.
- Cruz, C., F. Robles, C. Sylwan y H. Villar, 1999, "Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina." IV Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas. Mar del Plata.
- Cruz, C., A. Boll, R. Gomez Omil, E. Martínez, C. Arregui, G. Lafitte y H. Villar, 2002, "Habitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la cuenca Neuquina". V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas.CD. Buenos Aires.
- Cruz, C., M. Santiago, A. Cangini y H. Villar, 2014, "Familias genéticas, hábitat y migración de hidrocarburos en el Distrito Casa de Piedra, extremo oriental de la Cuenca Neuquina, Río Negro y La Pampa". Argentina. IX Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas. Mendoza.
- Haring, C. 2001, "Informe de datación de cementos en las Formaciones Catriel y Sierras Blancas" Repsol YPF. Informe Inédito
- Laffitte, G. y Del Vo, S., 1996, "Sistemas petroleros en el sector central de la Cuenca Neuquina", YPF Informe interno. Buenos Aires, Argentina.
- Legarreta, L., H. Villar, C. Cruz, G. Lafitte y R. Varadé, 2008, "Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de entrampamiento y volumetría en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina". Simposio Sistemas Petroleros de la Cuencas Andinas. VII Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Buenos Aires.
- Legarreta, L y H. Villar, 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina. Petrotecnia.
- Malone, P., C. Saavedra, G. Vergani, J. Ferrero, M. Limeres y M. Schiuma, 2002, "Los reservorios del Grupo Cuyo Superior". Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina, V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.
- Maretto, H., O. Carbone, C. Gazzera y M. Schiuma, 2002, "Los reservorios de la Formación Tordillo". Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina, V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.

- Maretto, H. y L. Rodríguez, 2005, "Yacimiento Loma La Lata, descripción de las condiciones de acumulación en la F. Sierras Blancas". Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- Martínez, E., D. Lasalle y D. Pecuchet, 2005, "Entramamiento en el Yacimiento Lindero Atravesado". Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina, V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.
- Matheos, S., y C. Haring, 2002 a, "Análisis por catodoluminiscencia e isotópico sobre las arenitas de las Formaciones Catriel, Tordillo y Sierras Blancas (Jurásico Superior) Provincia del Neuquén Argentina". V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Actas. CD. Buenos Aires.
- Matheos, S., y C. Haring, 2002 b, "Petrografía de alta resolución (catodoluminiscencia) en sedimentitas de las Formaciones Catriel, Tordillo y Sierras Blancas. (Jurásico Superior) en subsuelo de la Provincia del Neuquén". Argentina. XV Congreso Geológico Argentino. Actas.
- Modica, Ch. and S. Lapierre, 2012, "Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: example from Mowry Shales in the Powder River Basin". AAPG Bull. V96#1.
- Mosquera, A., J. Alonso, A. Boll, M. Alarcón, C. Zavala, M. Arcuri y H. Villar, 2008, "Migración lateral y evidencias de hidrocarburos cuyanos en yacimientos de la Plataforma de Catriel, Cuenca Neuquina". VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas. Buenos Aires.
- Mosquera, A., M. Alarcón, C. Zavala y H. Villar, 2009, "New insight on the Lower Jurassic petroleum systems and deep gas play of the Neuquen basin. AAPG ICE, Rio de Janeiro, Brasil.
- Mosquera, A., H. j. Villar y M. Alarcón, 2011, "Nuevas evidencias de la interacción entre los sistemas petroleros Los Molles y Vaca Muerta en la Plataforma Nororiental de la Cuenca Neuquina. Impacto en los plays de gas profundo de centro de cuenca". XVIII Congreso Geológico Argentino, Actas, p. 1555-56, Neuquén.
- Olmos, M., H. Maretto, D. Lasalle, O. Carbone y C. Naidés, 2002, "Los reservorios de la F. Quintuco". Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina, V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.
- Olmos, M. y V. Somerfeld, 2005, "Trampas características de la Formación Quintuco en la región de la plataforma nororiental de la Cuenca Neuquina". Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- Uliana, M. & L. Legarreta, L., 1993, "Hydrocarbons habitat in a Triassic-to-Cretaceous sub-andean setting: Neuquen Basin, Argentina". Journal of Petroleum Geology, 16 (4), October 1993, 397-420.
- Veiga, R., Verzi, H. y Maretto, H. 2001, "Modelado Bidimensional en el ámbito central de la cuenca neuquina (Argentina)". Boletín de Informaciones Petroleras, año XVIII, N° 67
- Vergani, G. A. Tankard, H. Bellotti y H. Welsink, 1995, "Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquen Basin. Argentina", Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62.

- Villar, H. J., Barcat, C., Talukdar, S. y Dow, W., 1993, "Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero en el área sudoriental del Engolfamiento Neuquino". XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina
- Wavrek, D., J. Quick, J. Collister, N. Dahadah, G. Lafitte, y S. Del Vo, 1994, "Neuquen Basin an integrated geochemical study". Vol 2. ESRI technical report.
- Zumel, J., R. García y G. Pando, 2002, "Los reservorios del Grupo Cuyo Inferior". Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina, V Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. Mar del Plata.