

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

ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DE MIGRACIÓN Y CARGA DE LAS ACUMULACIONES DE HIDROCARBUROS DEL BORDE NORESTE DE LA CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Leandro Venara¹, Juan Mariano Herrera¹

1: Pluspetrol S.A., lvenara@pluspetrol.net, jherrera2@pluspetrol.net

Palabras clave: Río Colorado, Corcobo, Jagüel Casa de Piedra, migración, carga

ABSTRACT

Migration and Charge Model Update of the Neuquén Basin Northeastern Flank's Hydrocarbon Accumulations, Argentina

The objective of the current work is to update the hydrocarbon migration and charge model of a group of fields located in the northeastern flank of Neuquén Basin, northwards from Colorado River, with focus on Centenario Formation reservoirs. The aforementioned model is based on studies performed previously by several authors and is enriched by recently acquired subsurface data. The studied region is known informally as Río Colorado Area and comprises a pool of fields that produces oil and associated gas from a shallow clastic sedimentary wedge, located in the basin margin. Accumulations present two main reservoirs of Early Cretaceous age that belong to the Centenario Formation. These reservoirs are named Lower Centenario Member and Upper Centenario Member. Hydrocarbons are stored mainly in stratigraphical traps (erosional truncations) and are geochemically linked to Vaca Muerta Formation. Regional geochemical data allowed to establish that the source rock “kitchen” would be located 70 km south-southwestwards from the studied area. Consequently, accumulations could be explained briefly by a regional lateral migration combined with a vertical migration along the Río Colorado Fault System and/or a remigration by hydrocarbon spillage of the Señal Picada Field, which is located southwards from the Río Colorado Area. First exploratory and development works performed in the area, provided data to support that the regional lateral migration arrived to the studied region from the south-southwest as a front, with a possible main entry point located in the southeast flank of Río Colorado Area. Furthermore, the aforementioned works also supported a fill-and-spill model for trap charge. Subsequent studies, gave new data to support another entry point of relevance for the regional lateral migration front (in the west-northwest flank of Río Colorado Area) and highlighted the importance of the Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur Fault System as a vertical migration pathway. Finally, geochemical studies performed in oils produced from JCPs.x-1001 and JCP.a-2019 wells, revalidate the theory that the hydrocarbons of the studied area are linked to Vaca Muerta Formation. Moreover, the geochemical data obtained from the latter well supports the theory that a remigration process could have occurred and probably related to the Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur Fault System.

INTRODUCCIÓN

La zona de estudio del presente trabajo es conocida informalmente como Área Río Colorado (RC) y comprende un grupo de yacimientos ubicados en el borde nororiental de la Cuenca

Neuquina, al norte del Río Colorado (Fig. 1). Desde un punto de vista geográfico, la zona está localizada en el centro oeste de la República Argentina, en el ámbito de las provincias de Mendoza y La Pampa (Fig. 1). La zona comprende las concesiones Jagüel Casa de Piedra (JCP), Gobernador

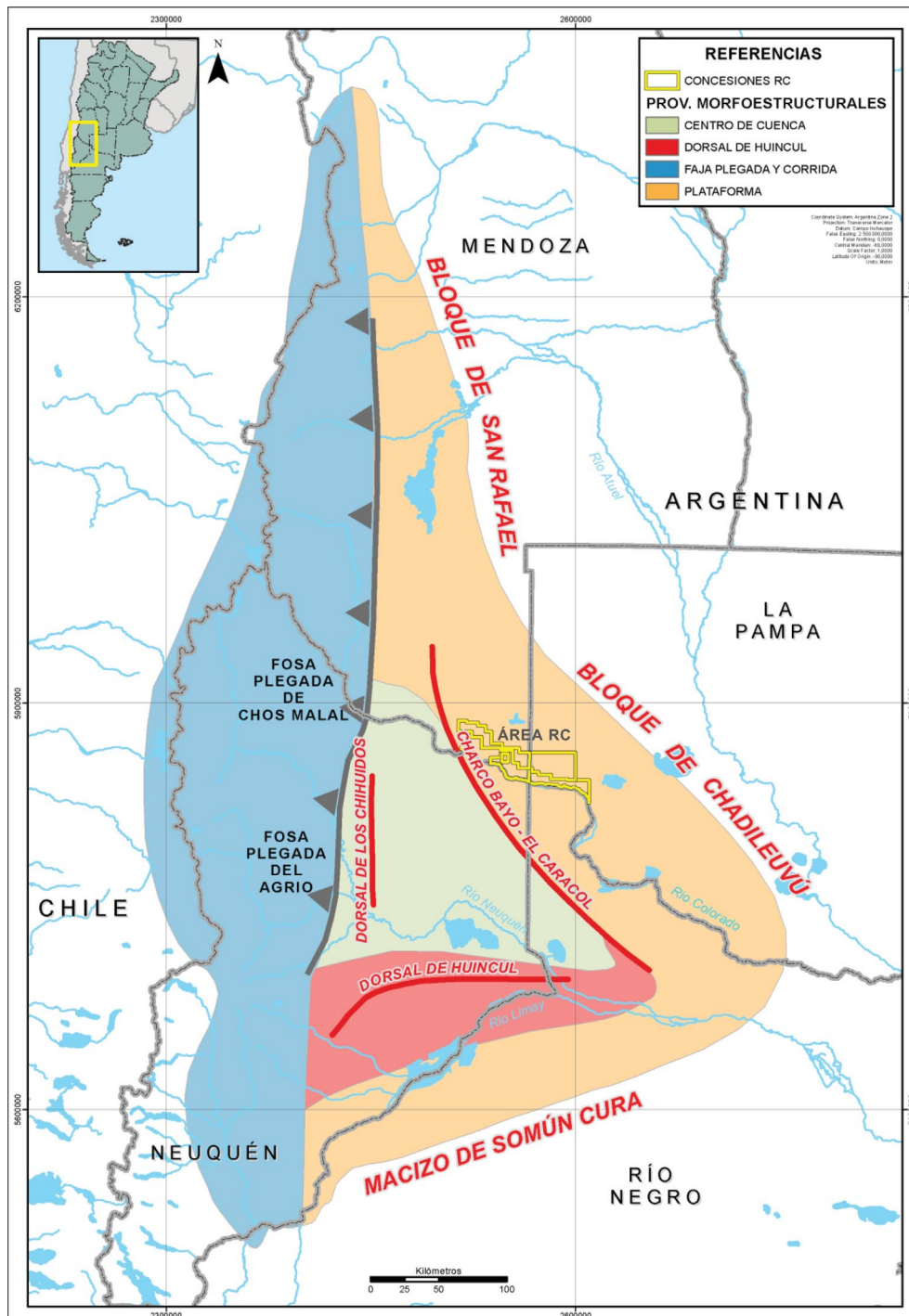


Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca Neuquina, mostrando la ubicación de sus principales dominios morfoestructurales y de las concesiones del Área Río Colorado (RC).

Ayala (CNQ-7), CNQ-7/A y Gobernador Ayala III (GA III) (Fig. 2). La perforación del pozo JCP.x-3 en el año 1984, en la actual concesión de JCP, dio lugar al descubrimiento de petróleo en la Formación Centenario, en un cierre estructural. Este hallazgo alentó posteriores estudios de prospección de la zona en el año 2004. Un porcentaje del 50% de los tres primeros bloques antes mencionados fue adquirido por Petro Andina Resources Ltd. (PAR) en el año 2004; dando lugar a dos sociedades, una con Repsol-YPF (JCP y CNQ-7/A) y otra junto a la ex empresa de capitales españoles y a Petrobras (CNQ-7). Por otro lado, PAR obtuvo la concesión de Gobernador Ayala III en el año 2007 junto con ENARSA y Raiser. Finalmente, en el año 2009 PAR fue adquirida por Pluspetrol S.A. Actualmente, la compañía argentina recién mencionada opera los cuatro bloques con los siguientes porcentajes de participación: JCP (50% Pluspetrol, 50% YPF), CNQ-7/A (50% Pluspetrol, 50% YPF), CNQ-7 (47,48% Pluspetrol, 30,01% YPF, 22,51% Pampa Energía) y GA III (90% Pluspetrol, 10% ENARSA). El área aproximada de las concesiones es de 1720 km².

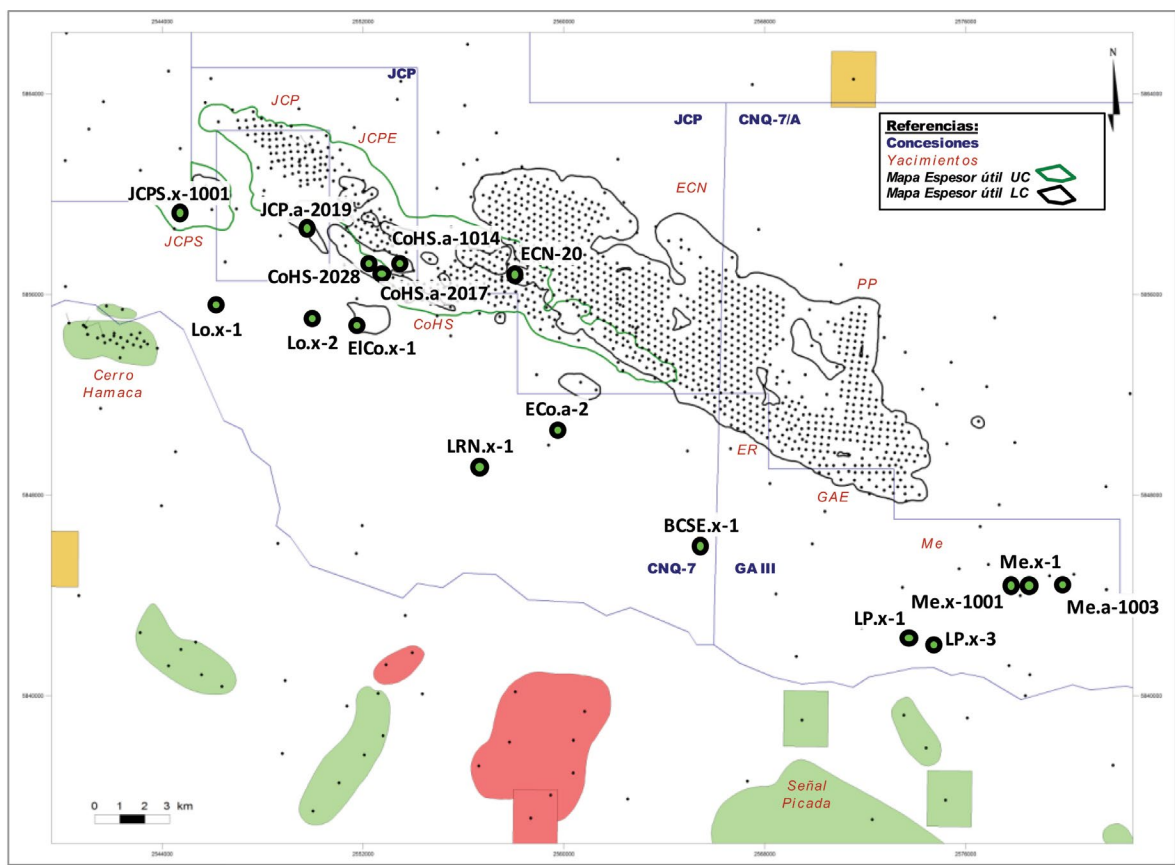


Figura 2. Mapa del Área Río Colorado con la ubicación de sus concesiones y yacimientos. El polígono negro muestra la zona en donde los yacimientos producen del Miembro Inferior de la Formación Centenario (LC), mientras que el polígono verde muestra las acumulaciones correspondientes al Miembro Superior de la Formación Centenario (UC). Referencias: Concesión Gobernador Ayala (CNQ-7), Concesión Gobernador Ayala III (GA III), Concesión Jagüel Casa de Piedra (JCP), Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur (JCPS), Yacimiento Jagüel Casa de Piedra (JCP), Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Este (JCPE), Yacimiento Cerro Huanul Sur (CoHS), Yacimiento El Corcobo Norte (ECN), Yacimiento Puesto Pinto (PP), Yacimiento El Renegado (ER), Yacimiento Gobernador Ayala Este (GAE) y Yacimiento Mendieta (Me).

Como ya fuera mencionado previamente, el Área Río Colorado comprende un pool de yacimientos, los cuales producen petróleo y gas asociado a una cuña sedimentaria clástica somera localizada en el borde nororiental de la Cuenca Neuquina. Las acumulaciones presentan dos reservorios principales que corresponden a los miembros Inferior y Superior de la Formación Centenario. Los hidrocarburos están alojados principalmente en trampas estratigráficas y están vinculados geoquímicamente con facies lutíticas de interior de cuenca de la Formación Vaca Muerta (Cevallos *et al.* 2009, 2011). Por otro lado, desde el punto de vista de la migración, los sucesivos trabajos realizados por Cevallos *et al.*, (2009, 2011) y por Cevallos y Rivero (2014), fueron complementándose y establecieron a partir de análisis geoquímicos regionales que la cocina de la Formación Vaca Muerta se encontraría a más de 70 kilómetros al sur-suroeste del Área Río Colorado, por lo que las acumulaciones se explicarían, en forma resumida, como resultado de una migración lateral regional, combinada con una fuga/migración vertical a través del Sistema de Fallas del Río Colorado y/o a una remigración por derrame de las acumulaciones del Yacimiento Señal Picada, ubicado al sur del Área Río Colorado (Fig. 2). Asimismo, los autores antes mencionados plantean que la migración lateral llegó a la zona como un gran frente de migración proveniente desde el sur-suroeste del Área Río Colorado y, Cevallos *et al.*, (2011), mencionan la hipótesis que el punto principal de ingreso de la migración pudo haber estado localizado en el extremo sureste del Área Río Colorado.

Como resultado de los trabajos de exploración y delineación realizados en 2015 en el área antes mencionada, se dieron el descubrimiento del Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur y el éxito del sondeo de avanzada JCP.a-2019 (Fig. 2). Los petróleos encontrados en dichos pozos fueron analizados geoquímicamente y sus resultados revalidaron y enriquecieron el modelo de migración postulado por los autores antes mencionados.

En conclusión, el objetivo del presente trabajo es brindar una actualización del modelo de migración y carga de hidrocarburos del Área Río Colorado, enfocado en los reservorios de la Formación Centenario, revalidando el modelo planteado por los autores que estudiaron previamente la zona y enriqueciéndolo con nuevos datos recabados en petróleos recientemente descubiertos. Si bien los yacimientos del Área Río Colorado presentan además otras acumulaciones secundarias en las formaciones Loma Montosa/Mulichinco y Grupo Neuquén, cabe aclarar que el modelo de migración y carga para dichos reservorios no es actualizado en el presente trabajo.

Marco Geológico Regional

Como ya fuera mencionado anteriormente, la zona de estudio se encuentra localizada en el margen nororiental de la Cuenca Neuquina, al norte del Río Colorado. Esta cuenca, presenta una geometría triangular y una extensión areal de aproximadamente 115.000 km². Desde un punto de vista geográfico, la cuenca se localiza en el centro oeste de la República Argentina, abarcando la mayor parte de la Provincia del Neuquén, el flanco oeste de la Provincia de Río Negro y los

márgenes suroccidentales de las provincias de La Pampa y Mendoza (Fig. 1). Por otra parte, en términos geológicos, se trata de una cuenca de retroarco polifásica desarrollada sobre corteza de origen continental y que se generó como consecuencia de un colapso termo-tectónico acontecido detrás de un arco magmático estacionario durante el Neotriásico (Mpodozis y Ramos 1989). Está limitada al oeste por la Faja Corrida y Plegada de los Andes, al sur por el Macizo de Somún Cura o Nordpatagónico y al este por el Bloque de San Rafael (Sistema de la Sierra Pintada) y por el Bloque Las Mahuidas o de Chadileuvú. La evolución geotectónica de la cuenca fue analizada por un sinnúmero de autores. Según Vergani *et al.*, (1995), la evolución involucró varios episodios de subsidencia extensional e inversión estructural. Howell *et al.*, (2005), resumen la evolución en tres etapas a saber: fase de sin-rift Neotriásica a Eojurásica, ciclo de post-rift Eojurásico a Eocretácico y etapa compresiva y de antepaís Neocretácica a Cenozoica. Toda esta evolución terminó dejando un registro sedimentario de al menos 7000 m de espesor (Vergani *et al.* 1995), el cual está caracterizado por depósitos volcánicoclásticos y continentales de sin-rift, que a su vez están suprayacidos mayormente por clásticos marinos y continentales de post-rift, y que finalmente, son coronados por clásticos predominantemente continentales del estadio de antepaís.

Por otro lado, desde un punto de vista morfoestructural, la cuenca puede dividirse en cuatro dominios, Faja Plegada y Corrida, Dorsal de Huincul, Centro de Cuenca y Plataforma (Fig. 1), localizándose el área de estudio del presente trabajo en el último de ellos.

Asimismo, la columna estratigráfica tipo de la zona de estudio se muestra en la figura 3 y está representada por una sucesión de edad principalmente Mesozoica, en forma de cuña que inclina suavemente ($\sim 1^\circ$) hacia el centro de cuenca (SO-SSO) (Cevallos *et al.* 2011) y que pierde progresivamente su espesor desde el SO-SSO hacia el NE-NNE (Fig. 4).

Esta cuña sedimentaria, se apoya sobre las facies indiferenciadas correspondientes al estadio de pre-rift de la Cuenca Neuquina. Suprayaciendo al pre-rift, se desarrolla la secuencia de sin-rift representada por depósitos volcánicoclásticos y continentales del Grupo Precuyo, que alcanzan en los principales depocentros un espesor máximo que ronda en promedio los 1200 metros. Por encima de dicho grupo, se apoyan depósitos mayormente clásticos y en menor medida carbonáticos de orígenes marino y continental, pertenecientes a la etapa de post-rift de la cuenca. Estas sedimentitas están representadas de base a techo por las formaciones Tordillo, Loma Montosa, Mulichinco y Centenario (pertenecientes al Grupo Mendoza), alcanzando un espesor máximo de aproximadamente 725 metros en el flanco SO-SSO del área de interés. Cabe aclarar que actualmente se están realizando estudios que ponen en tela de juicio la actual asignación de depósitos a la Formación Mulichinco, los cuales podrían corresponder a la Formación Loma Montosa (Iñigo *et al.* 2018, en prensa). Finalmente, coronando a la sucesión, se apoyan, mediante discordancia angular, las sedimentitas continentales del Grupo Neuquén, las cuales representan los depósitos correspondientes a la fase de antepaís de la cuenca. Esta última secuencia presenta un espesor máximo promedio de 550 metros en el extremo SO-SSO de la zona estudiada.

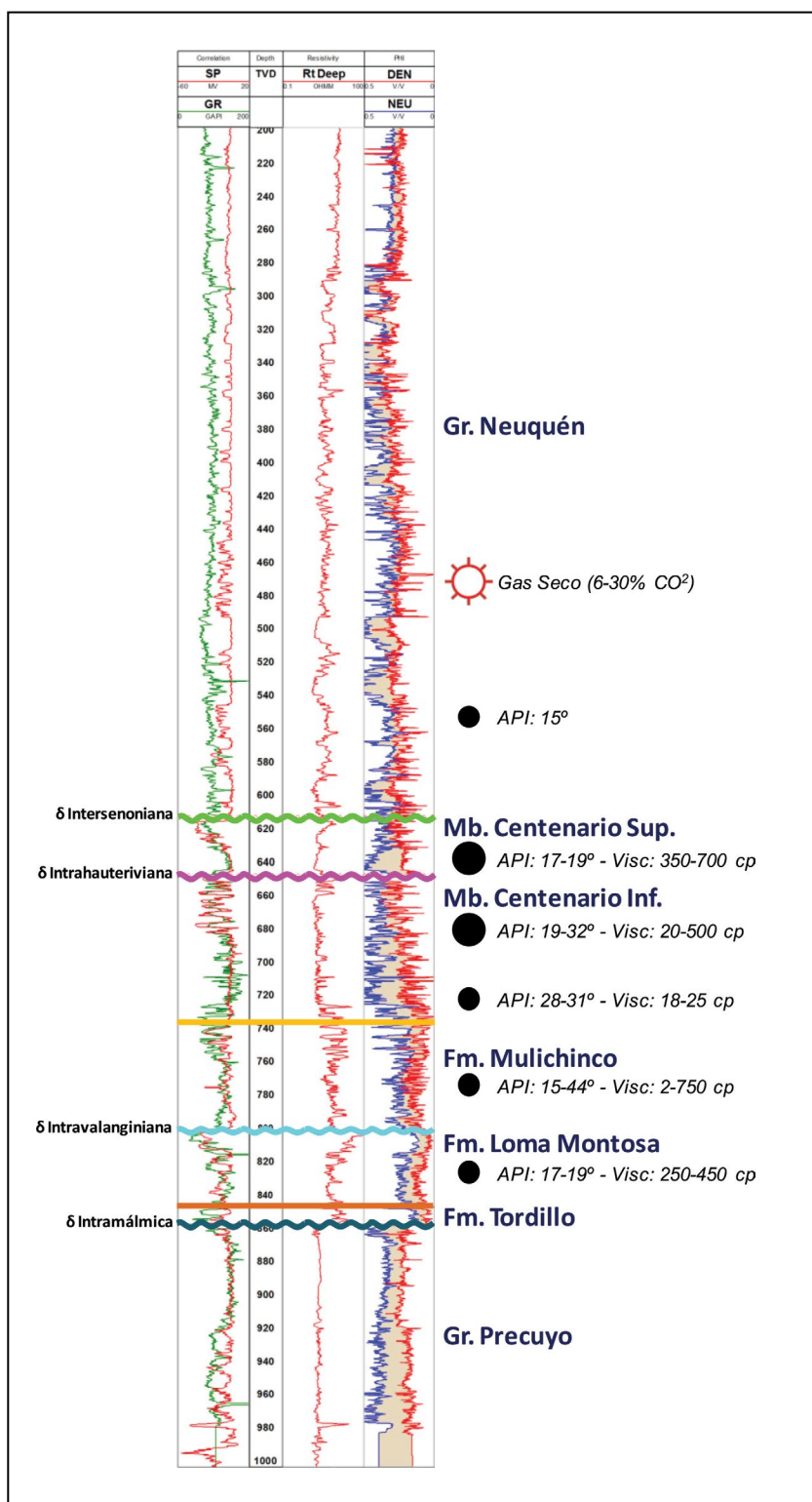


Figura 3. Columna estratigráfica tipo del Área Río Colorado (Pozo ECN.a-2).

Los Yacimientos del Área Río Colorado

Las acumulaciones hidrocarburíferas del Área Río Colorado fueron pormenorizadamente estudiadas por Cevallos *et al.*, (2011), en el llamado “Tren de Petróleo Pesado del Río Colorado”. Este tren, es también llamado informalmente Área Río Colorado y comprende un pool de yacimientos ubicados en el borde noreste de la Cuenca Neuquina. Dichos yacimientos son llamados de la siguiente manera: Jagüel Casa de Piedra Sur (JCPS), Jagüel Casa de Piedra (JCP), Jagüel Casa de Piedra Este (JCPE), Cerro Huanul Sur (CoHS), El Corcobo Norte (ECN), Puesto Pinto (PP), El Renegado (ER), Gobernador Ayala Este (GAE) y Mendieta (Me) (Fig. 2). Las unidades reservorio principales de estos yacimientos son los miembros Superior e Inferior de la Formación Centenario

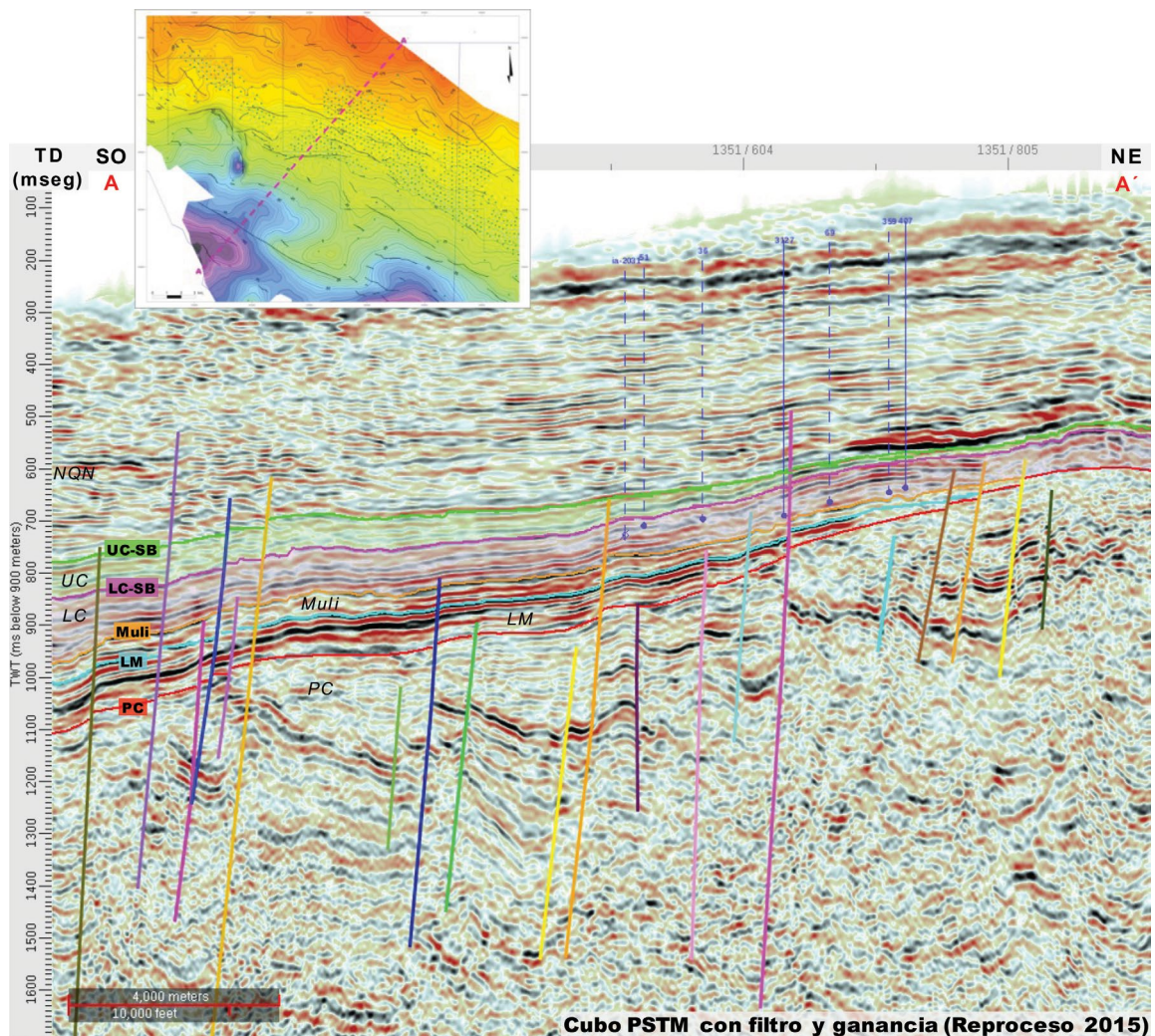


Figura 4. Sección sísmica SO-NE migrada en el dominio del tiempo antes de suma (PSTM). En la sección se muestra el arreglo geométrico de la cobertura sedimentaria, así como también la imagen sísmica de los reservorios principales del Área Río Colorado. Referencias: discordancia Intersenonia (UC-SB), discordancia Intrahauteriviana (LC-SB), tope Formación Mulichinco (Muli), Tope Formación Loma Montosa (LM), Tope Grupo Precuyo (PC), Grupo Neuquén (NQN), Miembro Centenario Superior (UC), Miembro Centenario Inferior (LC), Formación Mulichinco (Muli), Formación Loma Montosa (LM) y Grupo Precuyo (PC).

(sensu Uliana *et al.* 1977) y producen petróleo y gas asociado vinculados a una cuña sedimentaria clástica y somera de borde de cuenca (Figs. 3 y 4). Por otra parte, los reservorios secundarios están representados por el Grupo Neuquén (producción de gas) y por las formaciones Loma Montosa y Mulichinco (Yacimiento Mendieta con producción de petróleo y gas) (Rincón *et al.* 2014) (Fig. 3).

El Miembro Centenario Superior (UC) produce principalmente de los yacimientos ubicados hacia al noroeste de la zona, es decir JCP, JCPS, JCPE y CoHS (Fig. 2), los cuales totalizan un volumen de petróleo original in situ (POIS) de 42 MMm³. Por otro lado, el Miembro Centenario Inferior (LC) presenta principalmente acumulaciones hidrocarburíferas en los yacimientos localizados hacia el sector sureste del área (ECN, PP, ER y GAE) (Fig. 2), con un POIS de 65 MMm³.

Por otra parte, los hidrocarburos producidos de la Formación Centenario están alojados en trampas principalmente estratigráficas donde las truncaciones erosivas y los pinch-outs depositacionales consisten en los elementos principales de la trampa. Las figuras 5 y 6 muestran dos cortes estructurales esquemáticos en donde se presenta el concepto de entrampamiento simplificado del play Centenario. En el caso particular del Área Río Colorado, las truncaciones erosivas se dan por debajo de dos discordancias, la Intrahauteriviana que suprayace al Miembro Centenario Inferior y la Intersenoniana que suprayace al Miembro Centenario Superior (Fig. 6).

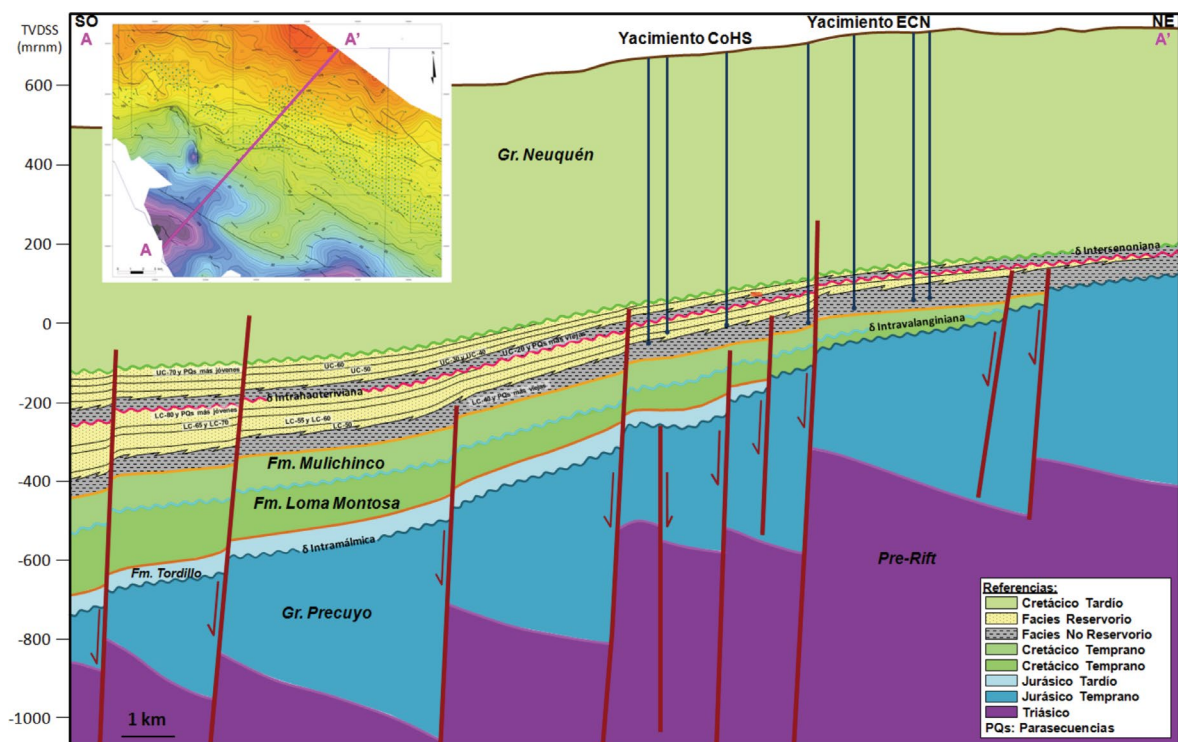


Figura 5. Corte estructural esquemático SO-NE en donde se presenta el concepto de entrampamiento simplificado del play Centenario en el Área Río Colorado.

Los sellos de techo para los dos reservorios principales (Formación Centenario, miembros Inferior y Superior) son los niveles pelíticos correspondientes a la base del Miembro Centenario Superior y a la base del Grupo Neuquén. Por otra parte, los cambios intraformacionales de facies dan lugar a sellos laterales que limitan la extensión areal de las acumulaciones.

Desde un punto de vista litológico, los reservorios principales (LC y UC) están representados por areniscas de grano muy fino a fino, muy bien seleccionadas y que se caracterizan por su bajo a nulo grado de consolidación. Ambos miembros se tratan de secuencias clásticas, somerizantes, grano y estratocrecientes. Asimismo, las unidades reservorio están divididas informalmente según parasecuencias, y están nombradas en orden creciente, de base a techo. Para el Miembro Centenario Inferior, las capas productivas principales son las siguientes: LC-30, LC-35, LC-40, LC-45, LC-50, LC-55, LC-60, LC-65 y LC-70 (Fig. 7). Por otra parte, en el caso del Miembro Centenario Superior, las capas portadoras de hidrocarburos son: UC-40, UC-48, UC-50, UC-55, UC-60 y UC-70 (Fig. 7), estas dos últimas recientemente desarrolladas como consecuencia del éxito exploratorio del sondeo JCPS.x-1001. Cabe aclarar que la mayor parte de las capas productivas corresponden a los términos cuspidales de los dos miembros, los cuales están representados por capas mantiformes de gran continuidad lateral compuestas por facies marino marginales a litorales que fueron depositadas como consecuencia de procesos tractivos. La excepción a esta regla, está representada por las capas basales lenticulares LC-30 y LC-35, de escaso desarrollo areal, las cuales están conformadas por facies psamíticas marino distales de lower shoreface, interdigitadas en facies predominantemente pelíticas producto de procesos de decantación acontecidos en iguales

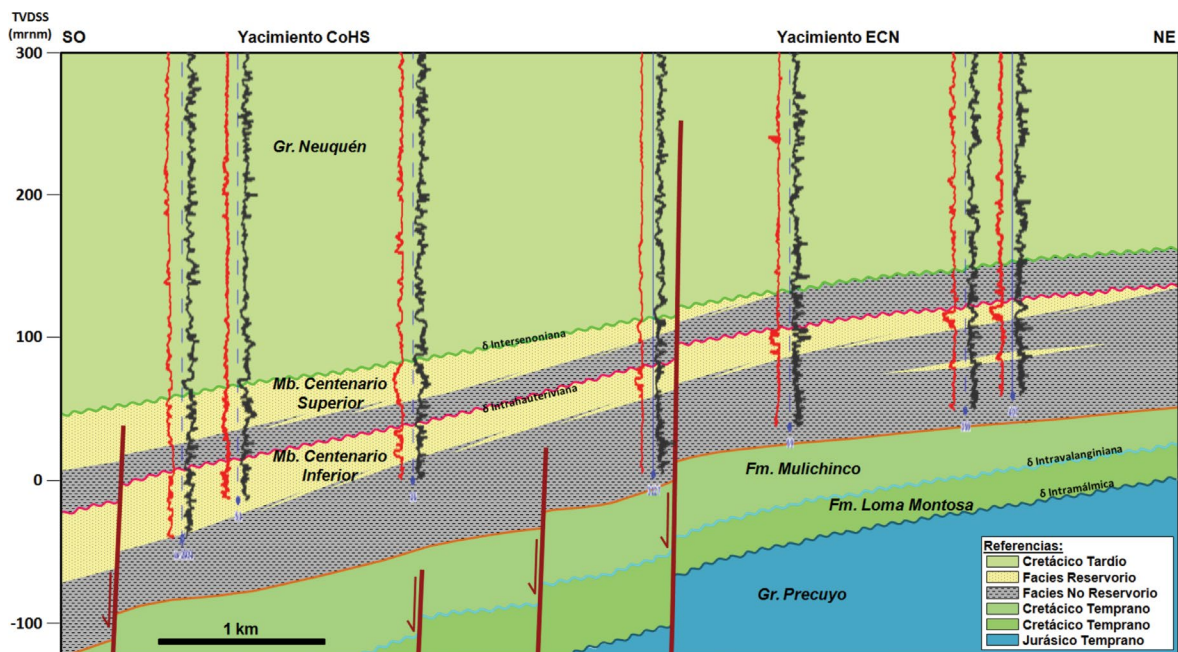


Figura 6. Corte estructural esquemático SO-NE en donde se presenta el concepto de entrapamiento simplificado del play Centenario en el Área Río Colorado. El presente corte es una imagen ampliada del mostrado en la figura 5. El perfil eléctrico rojo que se muestra a la izquierda de los sondeos representa la curva de Potencial Espontáneo, mientras que el perfil negro representa la curva de Resistividad Profunda.

condiciones ambientales (marino distales). Por consiguiente, las capas en cuestión (LC-30 y LC-35) corresponden a niveles de tormenta generados por procesos tractivos que afectaron profundidades mayores a las de la base del tren de olas de buen tiempo.

Finalmente, la roca generadora a la cual se vinculan los yacimientos antes descriptos, así como también, los mecanismos de migración que dieron lugar a su carga consisten en el tema de discusión del presente estudio y serán tratados en la siguiente sección.

Los Yacimientos del Área Río Colorado - Modelo de Migración y Carga

En el año 2015, se llevó a cabo una campaña de perforación, con el objeto de explorar y delinear el sector sur-suroeste del Área Río Colorado, donde se habían identificado una serie de potenciales trampas ubicadas en posiciones estructuralmente más bajas con respecto a los yacimientos Jagüel Casa de Piedra y Cerro Huanul Sur. Como resultado de dichos trabajos de exploración y delineación se dieron el descubrimiento del Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur y el éxito del sondeo de avanzada JCP.a-2019 (Fig. 2). Los petróleos encontrados en dichos pozos fueron analizados geoquímicamente y sus resultados revalidaron y enriquecieron el modelo de migración y carga que se venía utilizando con anterioridad para los yacimientos del Área Río Colorado, el cual se basa principalmente en los estudios y conclusiones planteados por Cevallos *et al.*, (2009, 2011) y por Cevallos y Rivero (2014).

Las acumulaciones de fluidos hidrocarbúricos del Área Río Colorado pertenecen al llamado “Distrito Llancanelo”, concepto que fue definido por Legarreta *et al.*, (2008) para describir zonas de la cuenca caracterizadas por acumulaciones con patrones similares en cuanto a las cocinas generadoras, migración, rocas reservorio y trampas. Cevallos *et al.*, (2009, 2011), establecieron que los petróleos de la zona estudiada han sufrido procesos de biodegradación y que están vinculados geoquímicamente con facies lutíticas de interior de cuenca de la Formación Vaca Muerta. La biodegradación en cuestión dio lugar a una gradación en el tipo y densidades de los fluidos alojados en los reservorios. Los reservorios más profundos presentan hidrocarburos líquidos y con mayores grados API; mientras que los niveles más someros alojan petróleos con bajos grados API, además de acumulaciones gasíferas (Fig. 3).

Desde el punto de vista de la migración, los sucesivos trabajos realizados por Cevallos *et al.*, (2009, 2011) y por Cevallos y Rivero (2014), fueron complementándose y establecieron a partir de análisis geoquímicos regionales que la cocina de la Formación Vaca Muerta se encontraría a más de 70 kilómetros al sur-suroeste del Área Río Colorado, por lo que las acumulaciones se explicarían, en forma resumida, por una migración lateral regional a través de niveles coetáneos a la roca madre (formaciones Loma Montosa y Mulichinco), así como también a través de niveles más someros (formaciones Centenario y Rayoso), combinada con una migración/fuga vertical a través del Sistema de Fallas del Río Colorado y/o a una remigración por derrame de las acumulaciones

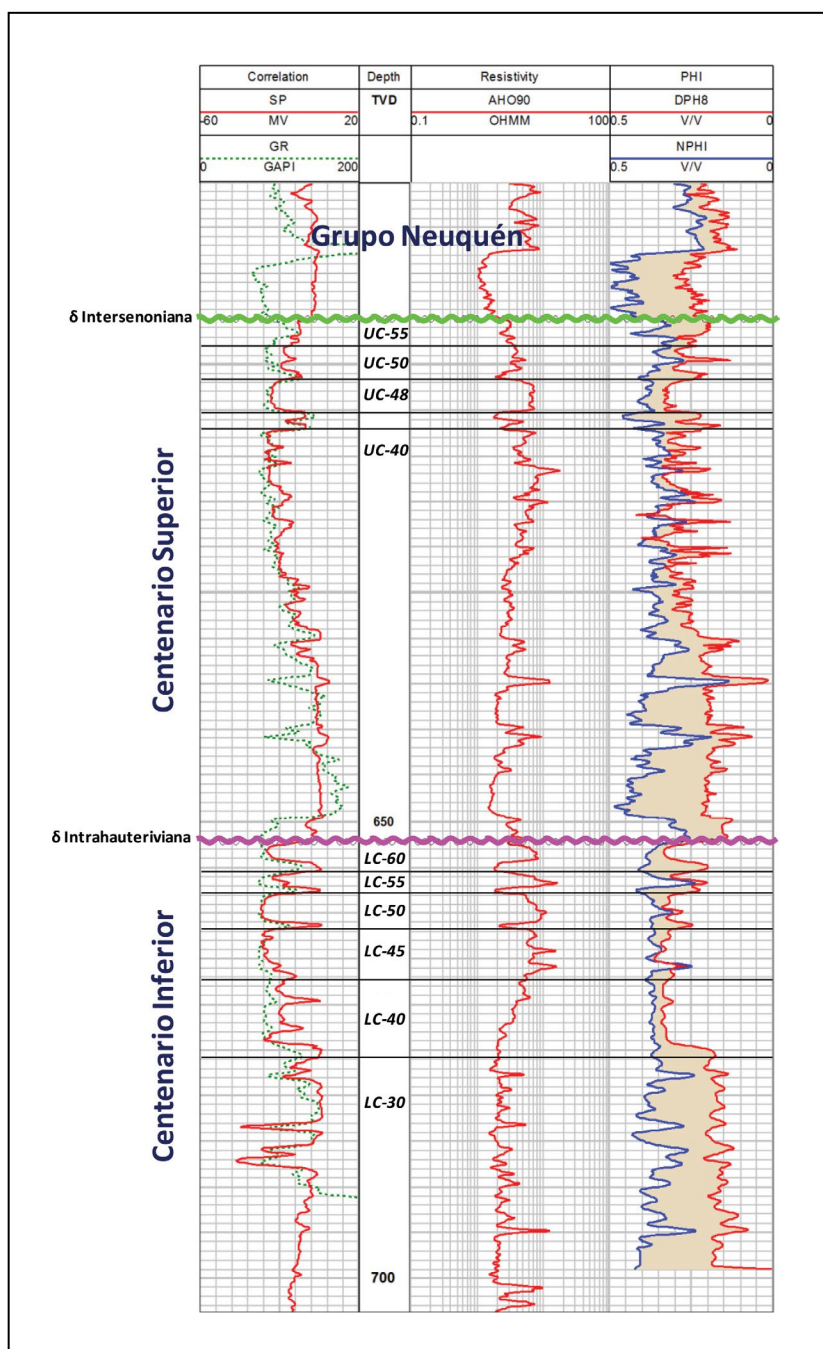


Figura 7. Perfil tipo para los miembros Inferior y Superior de la Formación Centenario, mostrando las principales capas productoras en los yacimientos del Área Río Colorado.

del Yacimiento Señal Picada, ubicado al sur del Área Río Colorado (Figs. 8, 9 y 10). Dicho sistema de fallas es parte del Lineamiento de Río Colorado (Iñigo *et al.* 2018, en prensa) y tuvo una primera fase tectónica extensional coincidente con el desarrollo del estadio de sin-rift de evolución de la cuenca, seguida de una posterior reactivación neocretácica. La migración lateral regional antes mencionada, llegó a las inmediaciones de la zona estudiada como un gran frente de migración

proveniente desde el sur-suroeste del Área Río Colorado. Como resultado de la llegada de dicho frente, es posible que parte de los hidrocarburos hayan migrado/fugado verticalmente a través del Sistema de Fallas del Río Colorado y/o hayan cargado una serie de acumulaciones cercanas, como por ejemplo el Yacimiento Señal Picada antes mencionado (Figs. 8, 9 y 10). Cevallos *et al.*, (2011) y Cevallos y Rivero (2014) plantean la hipótesis de que puede haber acontecido una remigración desde el Yacimiento Señal Picada como consecuencia de un derrame de dicha acumulación y que dicha remigración, luego de fugarse verticalmente a través del Sistema de Fallas del Río Colorado, haya cargado los yacimientos del área homónima. Otro aspecto a destacar en relación con esto último es que Cevallos *et al.*, (2011), mencionan la hipótesis que, como consecuencia de dicha remigración, es posible que el punto principal de ingreso de la migración pudo haber estado localizado en el extremo sureste del Área Río Colorado (“Potencial punto de ingreso principal de la migración” en figuras 8, 9 y 10).

Asimismo, los primeros trabajos de exploración y desarrollo del Área Río Colorado, permitieron que Cevallos *et al.*, (2011) y Cevallos y Rivero (2014) estableciesen un mecanismo de carga de llenado-derrame para explicar la existencia de contactos agua-petróleo (CAPs) ascendentes hacia el noroeste de las acumulaciones (Fig. 11). A modo ilustrativo, puede mencionarse como ejemplo el comportamiento de los contactos agua-petróleo de la capa LC-50, la cual presenta un CAP más profundo de -19 mrnm, en el Yacimiento Gobernador Ayala Este, mientras que en el extremo noroeste de El Corcobo Norte el CAP alcanza una cota de 95 mrnm (Fig. 12).

Como fuera mencionado anteriormente, la migración lateral desde la cocina de la Formación Vaca Muerta hasta la región del Área Río Colorado, se dio como un gran frente de migración de proveniencia sur-suroeste. Existe un gran número de evidencias que avalan esto, las cuales están presentes todo a lo ancho de las concesiones del Área Río Colorado. Estas evidencias están representadas por los yacimientos del área estudiada, así como también por pozos descubridores que no fueron desarrollados por cuestiones de economicidad (por ejemplo BCSE.x-1) y sondeos que presentaron rastros de hidrocarburos durante su perforación (Lo.x-1 y Lo.x-2, entre otros) (Fig. 2). Los petróleos obtenidos de dichos yacimientos y pozos fueron, en muchos casos, analizados con el objeto de caracterizarlos. En la tabla 1 se muestran la densidad y la viscosidad obtenidas en algunos de dichos análisis, haciéndose foco principalmente en pozos ubicados en posiciones estructurales más bajas con respecto a las acumulaciones principales y además, resaltándose en muchos casos petróleos más livianos y menos viscosos que los promedios, los cuales están relacionados con los grados de biodegradación más bajos (Cevallos *et al.* 2009, 2011).

En el año 2013, se decidió evaluar un bloque limitado por fallas pertenecientes al Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur mediante la perforación del pozo CoHS.a-2017 (Figs. 2 y 13). Este sondeo puso en evidencia la mineralización de capas cuspidales del Miembro Centenario Inferior, en cotas estructurales por debajo de los contactos regionales definidos en el Yacimiento El Corcobo Norte.

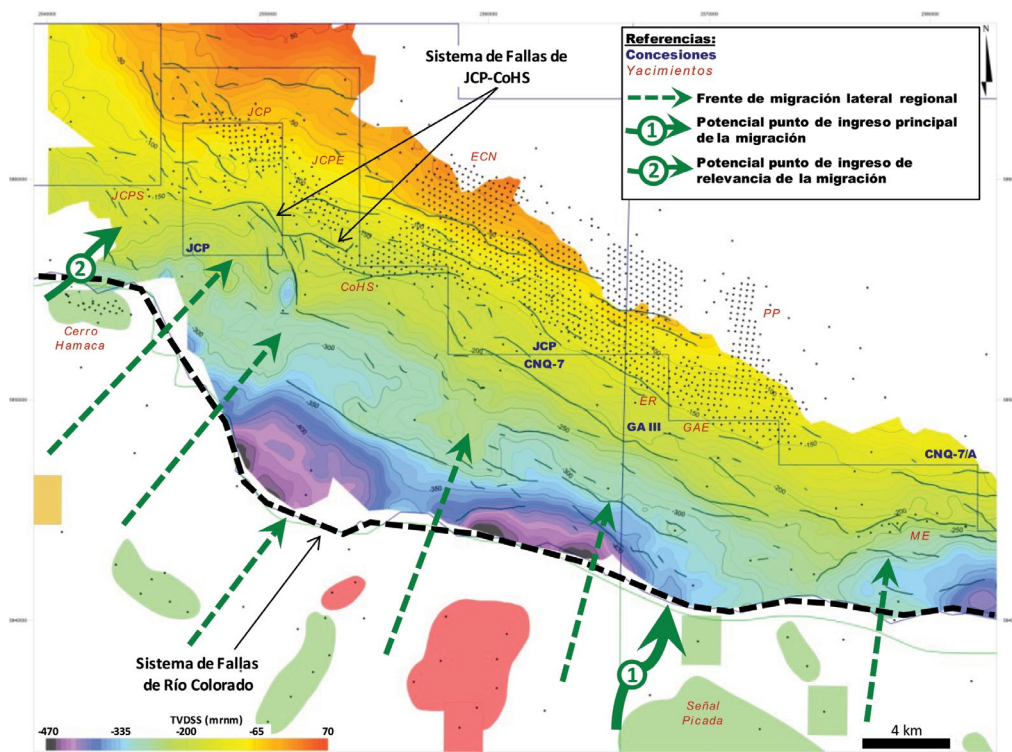


Figura 8. Mapa estructural en profundidad al tope de la Formación Loma Montosa. Las líneas verdes discontinuas muestran el frente de migración lateral regional, el cual llega a la zona de estudio usando como carriers niveles coetáneos a la roca madre (formaciones Loma Montosa y Mulichinco).

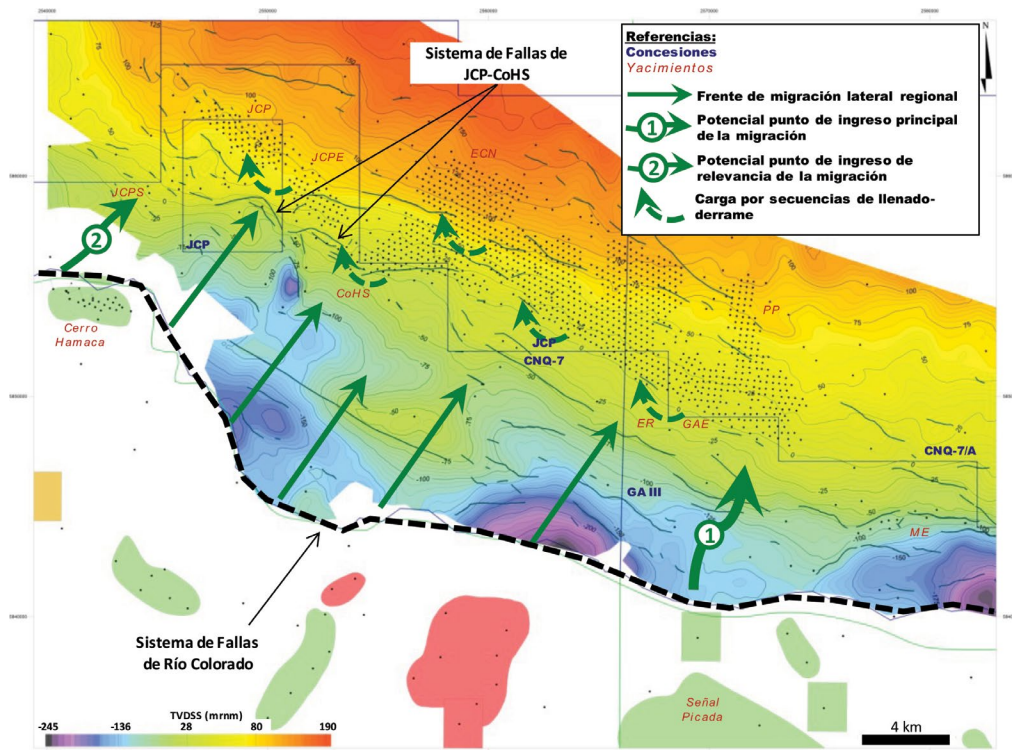


Figura 9. Mapa estructural en profundidad a la discordancia Intrahauteriviana (Tope Miembro Centenario Inferior). Las líneas verdes continuas muestran el camino de la migración una vez que el frente de migración lateral regional migró/fugó verticalmente a través del Sistema de Fallas de Río Colorado.

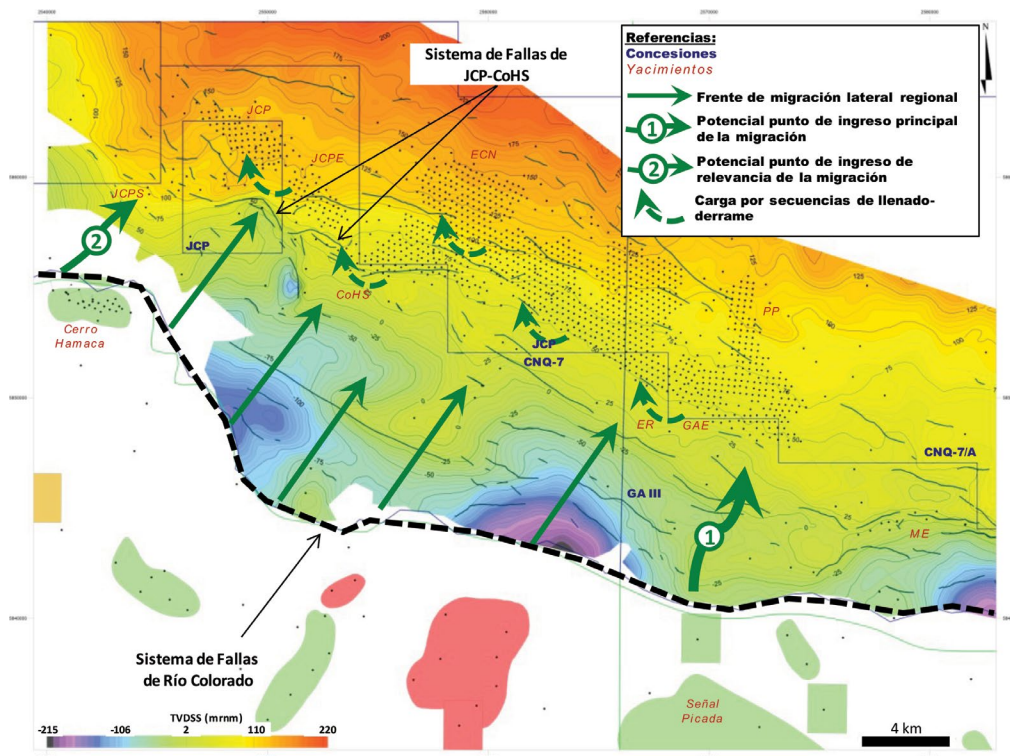


Figura 10. Mapa estructural en profundidad a la discordancia Intersenoniana (Tope Miembro Centenario Superior). Las líneas verdes continuas muestran el camino de la migración una vez que el frente de migración lateral regional migró/fugó verticalmente a través del Sistema de Fallas de Río Colorado.

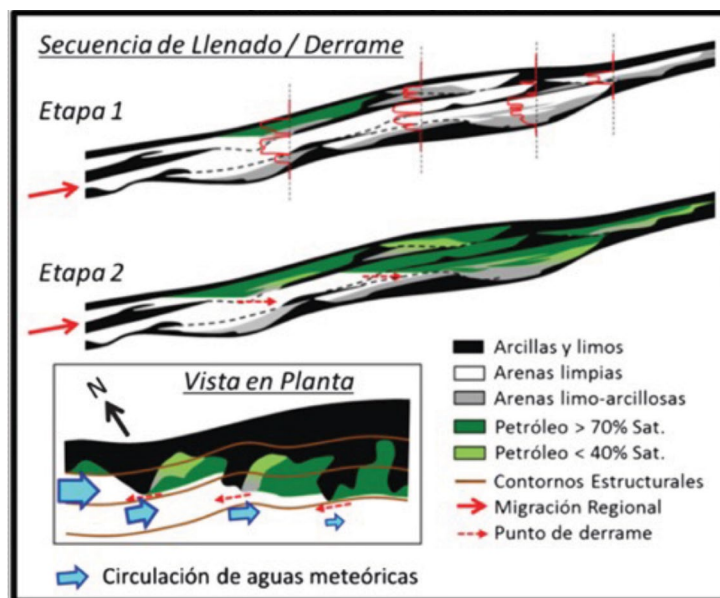


Figura 11. Esquema de llenado-derrame para los reservorios del Área Río Colorado. Modelo esquemático de la Formación Centenario, Miembro Inferior (Tomado de Cevallos y Rivero 2014).

Por otro lado, en el año 2015, la perforación del pozo de desarrollo CoHS-2028, encontró arenas portadoras de petróleo en una de las capas basales lenticulares del Miembro Centenario Inferior (LC-35) (Figs. 2, 13 y 14), las cuales sólo están mineralizadas en sondeos cercanos al sistema de fallas antes mencionado. Un segundo pozo de relevancia, también cercano al mismo sistema de fallas y con mineralización en otra de las capas basales lenticulares del Miembro Centenario Inferior (LC-30), es el CoHS.a-1014, el cual fue perforado en el año 2009 (Figs. 2, 13 y 14). Cabe aclarar, que estas dos capas basales lenticulares (LC-30 y LC-35), tal como se ha mencionado previamente, están conformadas por facies psamíticas marino distales de lower shoreface, interdigitadas en facies predominantemente pelíticas producto de procesos de decantación acontecidos en iguales condiciones ambientales (marino distales). Dada su naturaleza sedimentaria, la carga de dichas lentes arenosas, sólo puede darse si están disectadas por fallas a través de las cuales haya acontecido migración de hidrocarburos y, considerando la cercanía del Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur (Fig. 14), puede postularse la hipótesis de que dicho sistema de fallas tuvo un rol importante como vía de migración vertical.

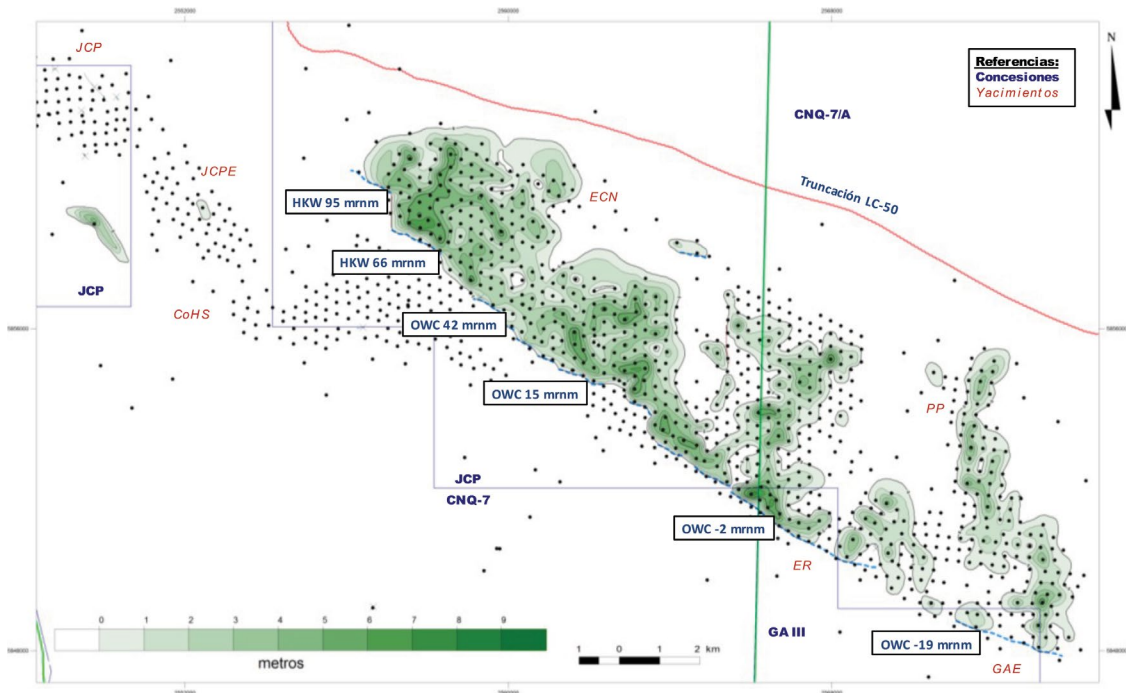


Figura 12. Mapa de espesores útiles (Net Pay) de la capa LC-50 del Miembro Centenario Inferior. Las líneas discontinuas celestes muestran los contactos agua-petróleo (CAPs) para la capa en cuestión. Se observa la existencia de contactos agua-petróleo ascendentes hacia el noroeste de las acumulaciones. El CAP más profundo (-19 mnm) corresponde al Yacimiento Gobernador Ayala Este, mientras que el CAP más somero se da en el Yacimiento El Corcobo Norte (95 mnm).

Pozo	Año Perforación	Reservorio	Petróleo	
			Densidad °API	Viscosidad en condiciones de reservorio (cP)
El Corcobo Norte-20 (ECN-20)	2006	Fm. Centenario (LC-10)	29,9	9,1
El Corcobo.a-2 (ECo.a-2)	2007	Fm. Mulichinco	20,6	63,0
La Pista.x-3 (LP.x-3)	2008	Fm. Mulichinco	25,7	50,4
Los Reyes Norte.x-1 (LRN.x-1)	2009	Fm. Centenario (LC-30)	27,0	20,0
Mendieta.x-1 (Me.x-1)	2009	Fm. Loma Montosa	18,0	450,0
Mendieta.x-1001 (Me.x-1001)	2011	Fm. Mulichinco	22,2	80,0
Mendieta.a-1003 (Me.a-1003)	2012	Fm. Mulichinco	23,6	1,8
Barda Cortada Sureste (BCSE.x-1)	2014	Fm. Mulichinco (785-788 m)	19,5	166,2
		Fm. Mulichinco (742-749 m)	15,0	753,4
Cerro Huanul Sur-2028 (CoHS-2028)	2015	Fm. Centenario (LC-35)	25,0	18,0
El Complejo.x-1 (ElCo.x-1)	2017	Fm. Centenario (LC-30)	26,6	16,6
		Fm. Mulichinco	26,6	18,7

Tabla 1. Tabla en donde se muestran las densidades y viscosidades de una serie de pozos perforados en el Área Río Colorado. Ubicación de los pozos en la figura 2.

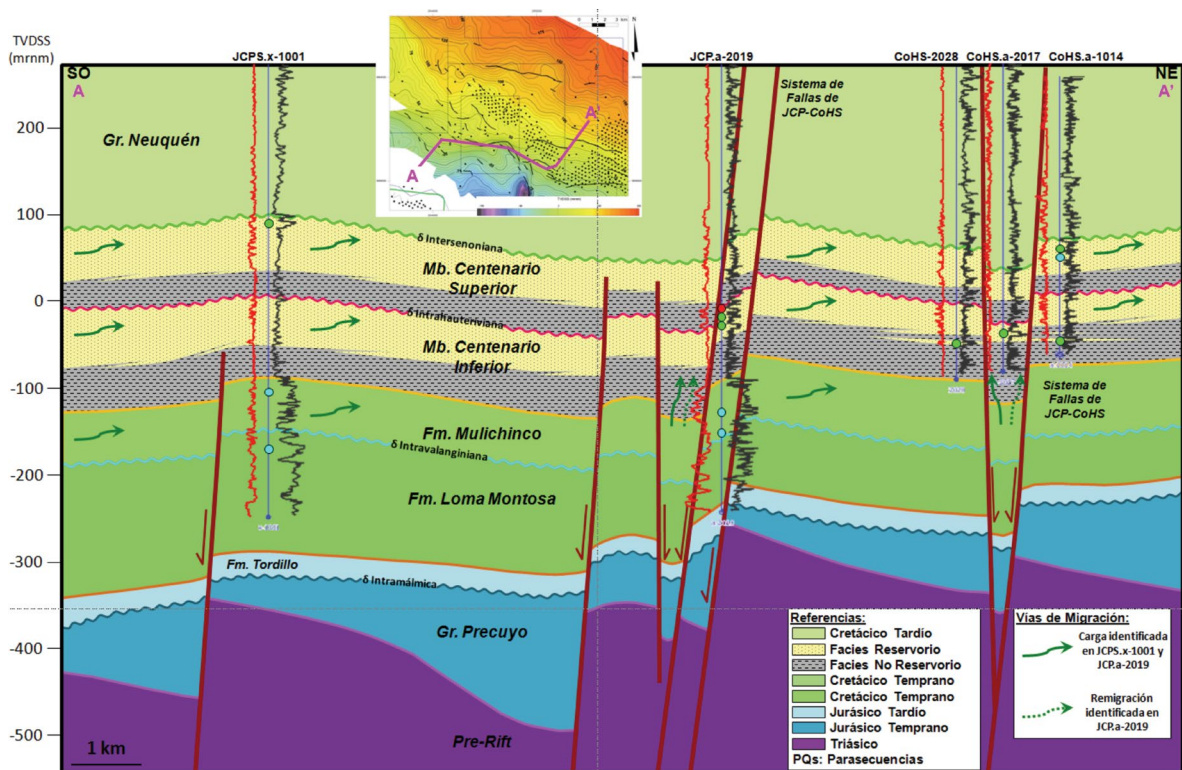


Figura 13. Corte estructural esquemático SO-NE, a través de los pozos JCPS.x-1001, JCP.a-2019, CoHS-2028, CoHS.a-2017 y CoHS.a-1014. Las líneas continuas verdes muestran el posible camino de la migración relacionada con la carga identificada en los análisis geoquímicos de los sondeos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019. Las líneas punteadas verdes muestran, a su vez, el posible camino de la remigración que rejuveneció el petróleo del pozo JCP.a-2019.

Asimismo, y tal como se describió con anterioridad, en el año 2015 también se llevó a cabo una campaña de perforación con el objeto de explorar y delinear el sector sur-suroeste del Área Río Colorado, la cual comprobó petróleo en los pozos JCPS.x-1001 (sondeo descubridor del

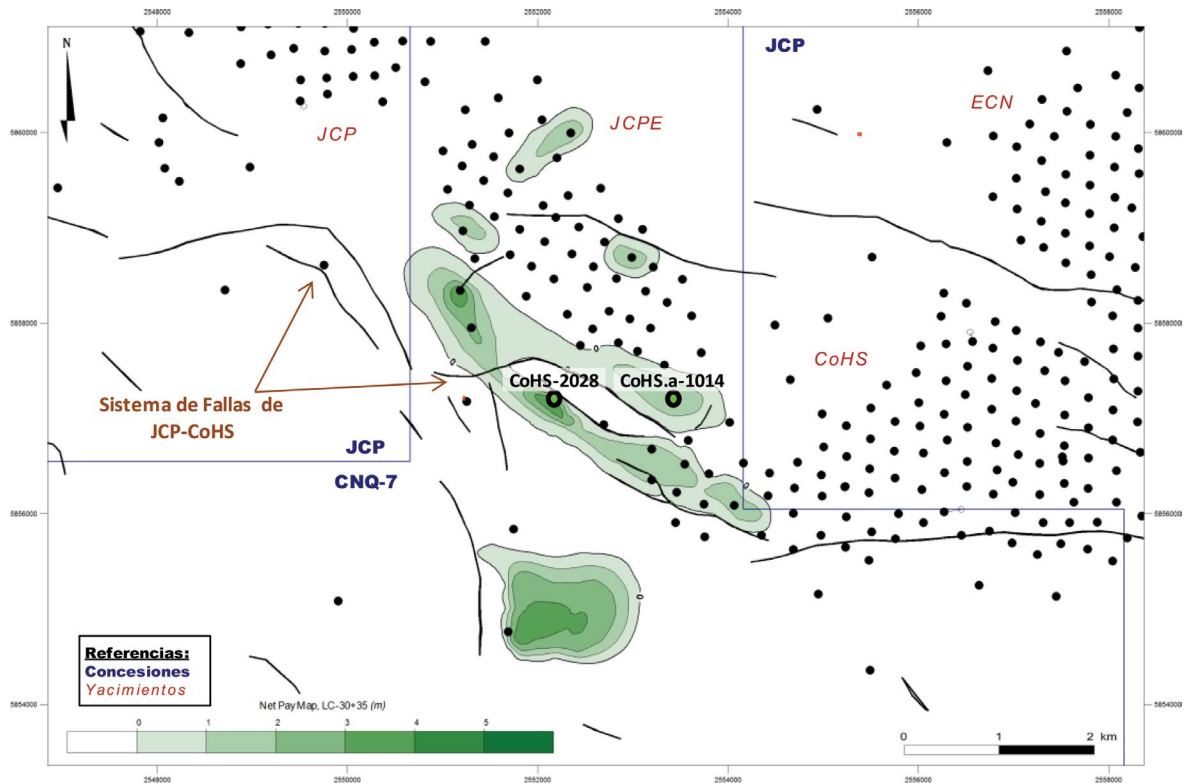


Figura 14. Mapa de espesores útiles (Net Pay) de las capas basales del Miembro Centenario Inferior (LC-30 y LC-35).

Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur) y JCP.a-2019 (Fig. 2). El primero de ellos, descubrió petróleo en las capas UC-60 y UC-70 del Miembro Superior de la Formación Centenario, descubrimiento que llevó al desarrollo de dicho yacimiento mediante la perforación de siete pozos más al día de la fecha (Figs. 2 y 13). Por otra parte, el segundo de los sondeos (JCP.a-2019) constató que todas las capas de arena del Miembro Inferior de la Formación Centenario estaban mineralizadas. Aún más, el pozo de avanzada antes mencionado fue perforado en un bloque limitado por fallas, estrechamente vinculado al Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur (Fig. 13), play análogo al del estudiado por el sondeo CoHS.a-2017 descrito previamente. El hecho de que ambos pozos (CoHS.a-2017 y JCP.a-2019) estén ubicados en bloques limitados por fallas con rechazos verticales considerables, permite plantear la hipótesis de que dichos bloques fueron cargados a través del Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur, dando nuevamente al sistema de fallas en cuestión un rol considerable como vía de migración vertical.

Los petróleos producidos en los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019 fueron analizados geoquímicamente para caracterizarlos y los resultados de dichos análisis están publicados en Villar (2018). Los fluidos fueron analizados con el objetivo de evaluar tipo de roca madre, correlación genética, nivel de maduración térmica y existencia de procesos de alteración de los hidrocarburos en el reservorio.

El petróleo del sondeo JCPS.x-1001 es pesado (densidad API: 18,7°), moderadamente rico en azufre (0,96%), está relativamente empobrecido en hidrocarburos saturados (44,4%) y presenta un perfil cromatográfico de biodegradación intensa consistente con esos datos composicionales (Fig. 15).

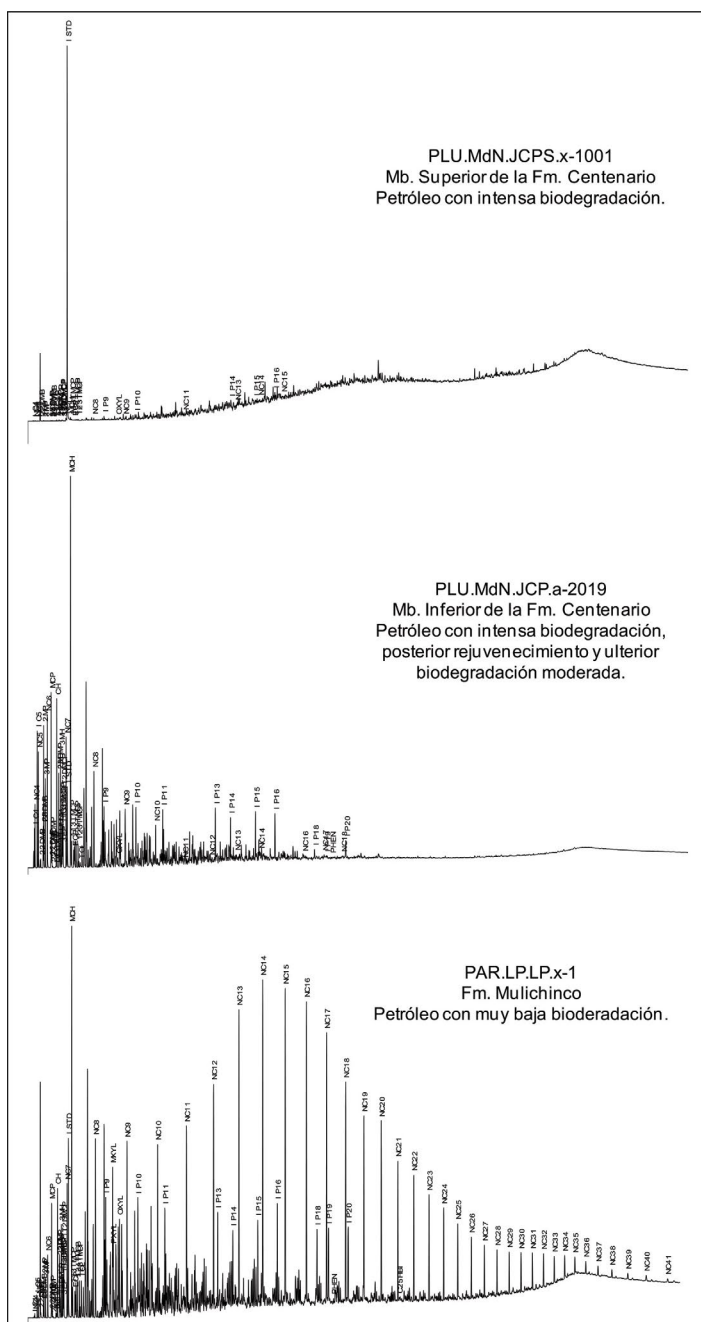


Figura 15. Cromatogramas de fase gaseosa (GC) de las muestras de petróleo de los pozos JCPS.x-1001, JCP.a-2019 y LP.x-1.

Contrariamente, el petróleo del pozo JCP.a-2019 es intermedio-liviano (densidad API: 31.6°), regularmente rico en azufre (0.51%), está relativamente enriquecido en hidrocarburos saturados (55.1%) y presenta un patrón cromatográfico compatible con una mezcla conformada por un primer petróleo que sufrió una biodegradación intensa (posiblemente comparable a la del sondeo JCPS.x-1001) y que posteriormente fue rejuvenecido por una segunda carga de petróleo liviano; la mezcla sufrió ulteriormente un nuevo proceso moderado de biodegradación (Fig. 15).

Un dato a remarcar respecto a los cromatogramas de fase gaseosa de los pozos antes mencionados, es que en la figura 15 se comparan con el obtenido de un sondeo perforado en el año 2008 en la concesión Gobernador Ayala III de la provincia de La Pampa (pozo La Pista.x-1) (Fig. 2). Dicho sondeo, ensayó petróleo de la Formación Mulichinco, el cual fue analizado y presenta un perfil cromatográfico coincidente con una muy baja biodegradación.

Asimismo, el análisis de biomarcadores por GCMS de los pozos en cuestión apunta a una única identidad genética para ambos petróleos, compatible con el patrón geoquímico marino anóxico, característico de la roca generadora Vaca Muerta en amplias zonas de la Cuenca Neuquina (Figs. 16 y 17). Los datos isotópicos $\delta^{13}\text{C}$ de petróleo entero y de las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos apoyan esta caracterización (Fig. 18).

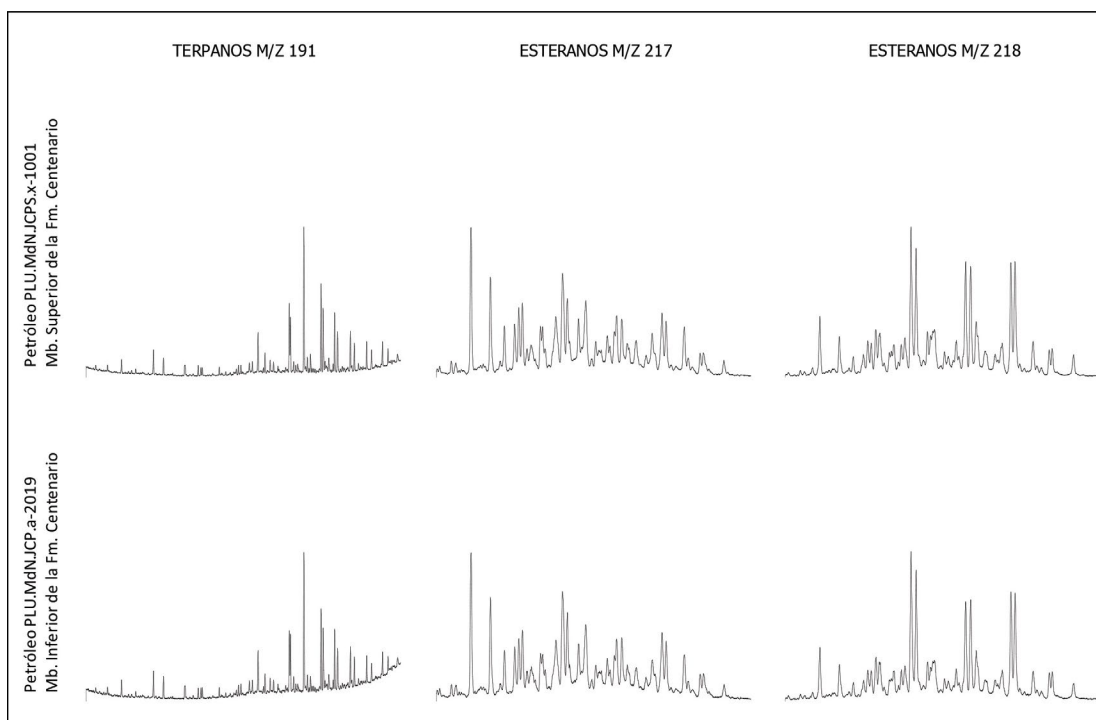


Figura 16. Distribuciones de terpanos y esteranos (GC-MS) de las muestras de petróleo de los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019.

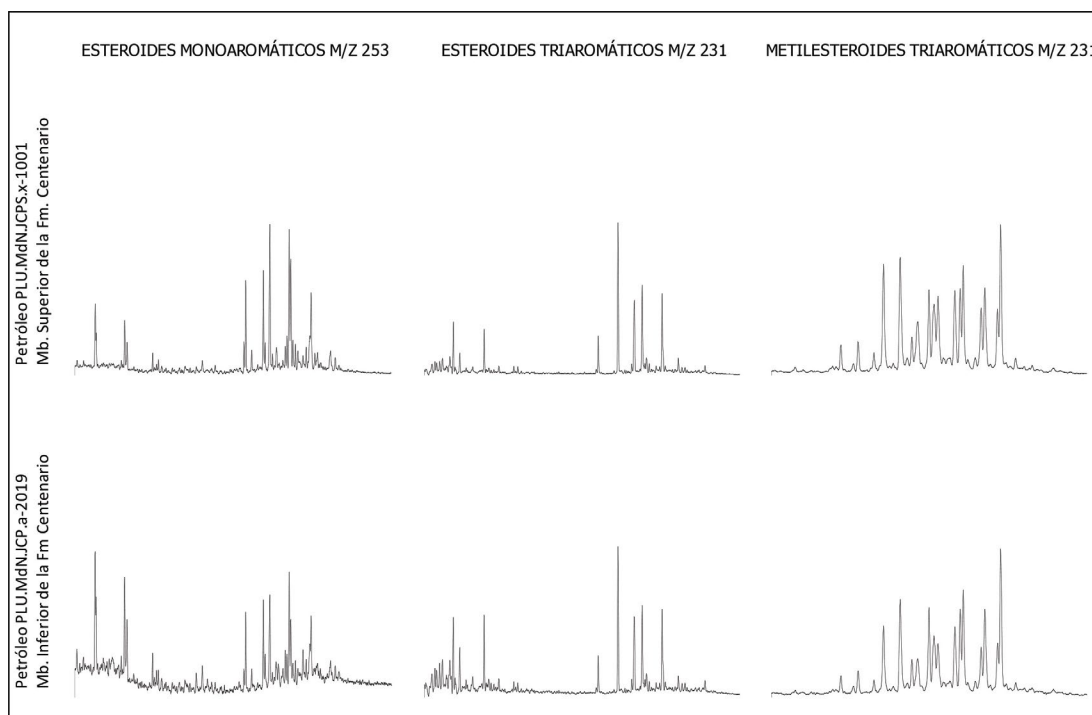


Figura 17. Distribuciones de esteroides aromáticos (GC-MS) de las muestras de petróleo de los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019.

Finalmente, los datos obtenidos del análisis geoquímico de los petróleos de los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019 permiten postular una serie de eventos a saber:

1. Carga de los petróleos en las respectivas acumulaciones de los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019, muy posiblemente a partir de secciones equivalentes de la Formación Vaca Muerta.
2. Biodegradación intensa de ambos petróleos en el reservorio. Este proceso de alteración convierte a ambos fluidos en petróleos alterados y pesados.
3. Nueva carga de petróleo fresco y liviano, atribuible a la Formación Vaca Muerta, presumiblemente vinculada a una remigración desde una acumulación cercana que rejuvenece el hidrocarburo del pozo JCP.a-2019. En tanto, el petróleo del sondeo JCPS.x-1001 permanece con su impronta de biodegradación original y no recibe nueva carga.
4. Nuevo proceso de biodegradación moderada en la mezcla del pozo JCP.a-2019.

CONCLUSIONES

En conclusión, la interpretación de los nuevos datos de subsuelo recabados desde el año 2013 hasta el día de la fecha, han permitido revalidar y enriquecer el modelo de migración y carga basado en trabajos previos de Cevallos *et al.*, (2009, 2011) y Cevallos y Rivero (2014). La

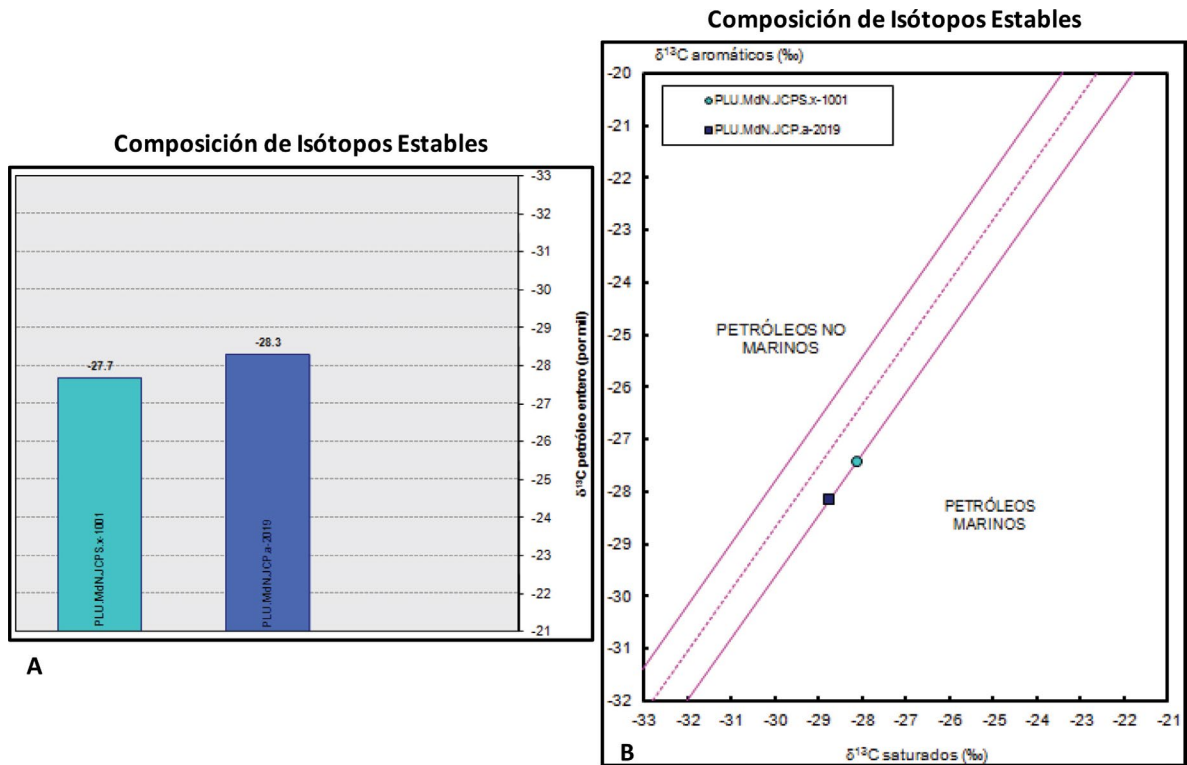


Figura 18. Determinaciones isotópicas $\delta^{13}\text{C}$ de los petróleos enteros (A) y de las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos (B) de los pozos JCPs.x-1001 y JCP.a-2019.

integración de todos los datos, es decir aquellos que sustentaron el modelo postulado por los autores antes mencionados y los recabados desde el año 2013, permiten describir un modelo de migración y carga que se resume a continuación:

- Carga de los petróleos de los diferentes yacimientos del Área Río Colorado por facies lutíticas de interior de cuenca de la Formación Vaca Muerta, cuya cocina se encontraría a más de 70 kilómetros al sur-suroeste del Área Río Colorado.
- Las acumulaciones se explicarían por una migración lateral regional a través de niveles coetáneos a la roca madre (formaciones Loma Montosa y Mulichinco), así como también a través de niveles más someros (formaciones Centenario y Rayoso), que llegó a las inmediaciones de la zona estudiada como un gran frente de migración proveniente desde el sur-suroeste del Área Río Colorado (Fig. 8).
- Como resultado de la llegada de dicho frente de migración, es posible que parte de los hidrocarburos hayan migrado/fugado verticalmente a través de diversos sistemas de fallas (principalmente el Sistema de Fallas del Río Colorado) y/o hayan cargado una serie de acumulaciones cercanas, entre las que se pueden mencionar a los yacimientos Señal Picada y Mendieta, entre otros (Figs. 8, 9 y 10).
- Asimismo, puede haber acontecido una remigración desde el Yacimiento Señal Picada como consecuencia de un derrame de dicha acumulación y que dicha remigración, luego

de fugarse verticalmente a través del Sistema de Fallas del Río Colorado, haya cargado los yacimientos del área homónima (Figs. 8, 9 y 10). La carga de los yacimientos debe haberse dado de acuerdo a un mecanismo de carga de llenado-derrame para explicar la existencia de contactos agua-petróleo (CAPs) ascendentes hacia el noroeste de las acumulaciones (Figs. 9, 10, 11 y 12).

- e. Además, como consecuencia de dicha remigración, es posible que el punto principal de ingreso de la migración pudo haber estado localizado en el extremo sureste del Área Río Colorado (“Potencial punto de ingreso principal de la migración” en figuras 8, 9 y 10).
- f. Otro punto de ingreso del frente de migración que toma relevancia a la luz del descubrimiento y desarrollo del Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur, estaría más desplazado hacia el oeste, cercano al Yacimiento Cerro Hamaca (“Potencial punto de ingreso de relevancia de la migración” en figuras 8, 9 y 10). En este sector, es posible plantear la hipótesis de que la migración lateral regional se haya combinado con una migración/fuga vertical a lo largo del Sistema de Fallas del Río Colorado, cargando a continuación al Yacimiento Jagüel Casa de Piedra Sur y otras acumulaciones cercanas. Esta hipótesis se sustenta en los análisis geoquímicos de los petróleos de los pozos JCPS.x-1001 y JCP.a-2019, los cuales son vinculados a las lutitas generadoras de la Formación Vaca Muerta (primera carga de hidrocarburo que sufrió procesos de biodegradación intensa).
- g. Asimismo, en las cercanías al punto de ingreso del frente de migración antes mencionado, el Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur habría tenido un importante rol como vía de migración vertical, hipótesis sustentada en las acumulaciones de petróleo alojadas en capas basales del Miembro Inferior de la Formación Centenario (LC-30 y LC-35), así como también por las acumulaciones de hidrocarburos alojadas en bloques limitados por fallas (CoHS.a-2017 y JCP.a-2019) (Fig. 13).
- h. Además, es posible plantear la hipótesis que la migración vertical de hidrocarburos a lo largo del Sistema de Fallas de Jagüel Casa de Piedra-Cerro Huanul Sur, se haya dado en dos momentos. El primero de ellos vinculado a la carga de petróleo verificada en el análisis geoquímico del pozo JCP.a-2019 y la segunda de ellas relacionada con la remigración que rejuveneció al petróleo del mismo sondeo. Sin embargo, esta hipótesis no descarta la posibilidad de que la carga antes mencionada haya utilizado como carrier al Miembro Inferior de la Formación Centenario (Fig. 13).
- i. Finalmente, puede plantearse un posible modelo que vincule a los petróleos de las capas basales del Miembro Inferior de la Formación Centenario (LC-30 y LC-35), a la remigración que rejuveneció al hidrocarburo del pozo JCP.a-2019 (Fig. 13). Esto deberá verificarse a futuro a través del análisis geoquímico de los petróleos producidos de dichas capas, con el objeto de caracterizar los fluidos, evaluando tipo de roca madre, correlación genética, nivel de maduración térmica y existencia de procesos de alteración.

AGRADECIMIENTOS

A las autoridades de las empresas ENARSA, Pampa Energía, Pluspetrol e YPF por permitir la publicación del presente trabajo.

A todos los profesionales que trabajaron y/o trabajan en el pool de yacimientos presentados, ya que sus aportes han sido de suma importancia para alcanzar el conocimiento actual de las acumulaciones.

A María Silvia Castro por su colaboración en la confección de las imágenes.

A Tania Galarza, Juan Iñigo, Patricio Malone, Rocío Ortiz Best, Martín Pereira, Yonathan Quintero, Gustavo Vergani y Héctor Villar por sus aportes y lecturas críticas.

REFERENCIAS CITADAS

- Cevallos, M.F., E. Marot, H. Paponi y H. Villar, 2009, Geochemical Characterization of Heavy Oil Accumulations on the Northeastern Margin of the Neuquén Basin, Argentina, CSPG/CSEG/CWLS GeoConvention, p. 178-181, Calgary, Canadá.
- Cevallos, M.F., D. Vaamonde, M. Rivero, C. Rojas, H. Kim, T. Galarza, P. Legarreta, 2011 Exploración y Desarrollo del Tren de Petróleo Pesado del Río Colorado, Margen Nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p: 27-52, Mar del Plata, Argentina.
- Cevallos, M.F. y M. Rivero, 2014, El proceso de exhumación Neógeno y sus consecuencias en las acumulaciones de hidrocarburos del borde noreste de la Cuenca Neuquina, Argentina, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos Tomo I, p: 155-178, Mendoza, Argentina.
- Howell, J.A., E. Schwarz, L.A. Spalletti y G.D. Veiga, 2005, The Neuquén Basin: an overview, en G.D. Veiga, L.A. Spalletti, J.A. Howell y E. Schwarz (eds.), The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics, Geological Society, London, Special Publications, v.252, p: 1-14.
- Iñigo, J.I., R. Vargas, E. Novara, D.M. Pereira y E. Schwarz, 2018 La Formación Loma Montosa en el Borde Nororiental de la Cuenca Neuquina: Análisis Secuencial, Caracterización Paleoambiental y Prospectividad Remanente, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, en prensa, Mendoza, Argentina.
- Legarreta, L., H.J. Villar, C.E. Cruz, G.A. Laffitte y R. Varadé, 2008, Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina, VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p: 79-108, Mar del Plata, Argentina.
- Mpodozis, C. y V.A. Ramos, 1989, The Andes of Chile and Argentina, en Ericksen, G.E., Cañas Pinochet, M.T. y Reiemund, J.A. (eds.) Geology of the Andes and its relation to hydrocarbon and mineral resources. Circum-Pacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Sciences Series, 11: 59-90, Houston, Estados Unidos.

- Rincón, M.F., R. Gutiérrez, H.J. Kim y M.E. Muzzio, 2014, Descubrimiento del Yacimiento Mendieta e interpretación paleoambiental de la Formación Mulichinco en el borde noreste de la Cuenca Neuquina, Argentina, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos Tomo II, p: 49-69, Mendoza, Argentina.
- Uliana, M.A., D.A. Delapé y G.A. Pando, 1977, Análisis estratigráfico y evaluación del potencial petrolífero de las Formaciones Mulichinco, Chachao y Agrio, Cretácico Inferior de las Provincias de Neuquén y Mendoza, *Petrotecnia (IAP)*, 16 (1-2), p 31-46, Buenos Aires, Argentina.
- Vergani, G.D., H.J. Tankard, S. Belotti, y H.J. Welsink, 1995, Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina, en A.J. Tankard, R. Suárez S., y H.J. Welsink (eds.), *Petroleum Basins of South America*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 383-402.
- Villar, H.J., 2018, Reporte Geoquímico - Caracterización de dos muestras de petróleo crudo de los pozos PLU.MdN.JCPS.x-1001 y PLU.MdN.JCP.a-2019, Jagüel Casa de Piedra, Área Río Colorado, Cuenca Neuquina, Informe Interno de Pluspetrol S.A., GeoLab Sur S.A., Florida, Argentina.