

## MIGRACIÓN LATERAL Y EVIDENCIAS DE HIDROCARBUROS CUYANOS EN YACIMIENTOS DE LA PLATAFORMA DE CATRIEL, CUENCA NEUQUINA

Alfonso Mosquera<sup>1</sup>, Jorge Alonso<sup>1</sup>, Andrés Boll<sup>1</sup>, Martín Alarcón<sup>1</sup>, Carlos Zavala<sup>2</sup>,  
Mariano Arcuri<sup>2</sup> y Héctor J. Villar<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Tecpetrol S.A., Della Paolera 299-Piso 21(C1001ADA) Buenos Aires, Argentina

E-mail: alfonso.mosquera@tecpetrol.com, jorge.alonso@tecpetrol.com,  
andres.boll@tecpetrol.com, martin.alarcon@tecpetrol.com

<sup>2</sup>Grupo de Cuencas Sedimentarias Argentina. Haití 123 (8000) Bahía Blanca, Argentina

E-mail: czavala@gcsargentina.com, marcuri@gcsargentina.com

<sup>3</sup>GeoLab Sur S.A. Italia 1616 (1602) Florida, Buenos Aires, Argentina

E-mail: lqvillar@fibertel.com.ar

**Abstract.** Lateral migration and evidences of Los Molles sourced hydrocarbons in Catriel platform fields, Neuquen Basin.

A novel migration drainage model is proposed for hydrocarbon accumulations sourced from Los Molles Fm. in the Catriel Platform area of the Neuquen Basin. The migration fairway involves the hinge line of the Catriel platform through the braid delta and shelfal lobe deposits within Los Molles Fm., reaching up to 20km of lateral drainage until its depositional edge. This migration process was boosted by the unusual petrophysical properties of the carriers resulting from average porosity and permeability values of 15% and 30mD at depth ranges of 3000m, originated in the development of chlorite rims during the early stages of the diagenesis. The lateral drainage would also have been favored by a set of three transpressive and transtensive, east-west oriented fault systems developed between the generation pods and the hinge zone of the Catriel platform, extending along 80km. In addition, these Lower Jurassic- Early Cretaceous fault systems were effective vertical migration pathways towards the Sierras Blancas, Punta Rosada, Loma Montosa and eventually Centenario Fms. reservoirs. These carriers enabled further migration towards the eastern border of the Catriel platform, as proved by the identification of hydrocarbons genetically linked to the Los Molles shales in Loma Montosa reservoirs of El Medanita and La Jarilla fields. The migration process is believed to have started when Los Molles kitchen developed extensively in the basin center between 112 and 94 my ago, reaching at 55 Ma its present configuration, after significant eastwards expansion.

This lateral migration pattern stands as a paradigm shift regarding the exclusive vertical migration style proposed for Los Molles sourced hydrocarbons in the basin center and Huincul uplift fields. It is based on the geochemical dataset provided by the oil and gas accumulations of Aguada de los Indios Sur and Loma Azul, in the southern portion of Agua Salada concession. These discoveries document for the first time a suitable carrier for lateral migration drainage in the Lower Cuyo Gr. and become a reference point to clarify the origin of several scattered non Vaca Muerta Fm. or exotic hydrocarbons present in the Catriel platform. The model provides a new understanding of the distribution of the Los Molles sourced hydrocarbons and allows for the inquiring of the origin of the 1000 MMBOE of recoverable hydrocarbons discovered up to date, in the central and southern portions of the Catriel platform, so far almost exclusively assigned to the Vaca Muerta Fm. source rock.

*Palabras clave:* Sistema petrolero Los Molles, migración lateral, Cuenca Neuquina.

### INTRODUCCIÓN

Los recientes descubrimientos de petróleo en la Formación Centenario en el tren productivo de Jagüel Casa de Piedra-El Corcobo-El Corcobo Norte-El Renegado en el extremo nororiental de la plataforma de Catriel, han ampliado aun más las evidencias de migraciones largas de grandes

volúmenes de hidrocarburos asociados a la F. Vaca Muerta (Rojas 2008), alcanzando distancias de migración de hasta 80-100km desde la cocina (Cruz *et al.* 2002; Legarreta *et al.* 2005). Esta migración lateral estuvo fuertemente favorecida por la presencia de un excelente *carrier* correspondiente a los niveles de areniscas permeables de la F. Tordillo y en forma secundaria por los depósitos de calizas dolomíticas y areniscas calcáreas de la F. Loma Montosa (Mb. Barranca de los Loros).

Como contrapartida, distintas publicaciones de los últimos años han descripto el patrón del sistema petrolero Los Molles (Cruz *et al.* 1999, 2002; Villar *et al.* 2005) destacando la extensión limitada de su distribución de fluidos a posiciones geográficas relativamente cercanas a los *pods* de rocas generadoras.

Ello se explicó fundamentalmente sobre la base de las pobres condiciones petrofísicas de los *carriers*, con baja capacidad de transporte lateral de fluidos, dándosele importancia central a los sistemas de fallas como vías de migración vertical desde la roca madre a la trampa. Este modelo resultó adecuado para explicar la distribución de hidrocarburos en varias acumulaciones con filiación genética del G. Cuyo sobre la Dorsal de Huincul, su flanco norte y en el centro de cuenca. Los mismos se alojaron principalmente en los reservorios clásticos de los Gs. Cuyo (Fs. Lajas, Punta Rosada y Challacó) y Lotena, la F. Tordillo y en los depósitos volcánicos y volcanoclásticos del G. pre-Cuyo.

De esta manera el modelo de migración del sistema Los Molles resulta marcadamente contrapuesto al sistema Vaca Muerta, típicamente asociado a un patrón de migración con importante componente lateral, siendo en consecuencia la zona de la plataforma nororiental un ámbito casi exclusivo de hidrocarburos asociados a este último sistema según Cruz *et al.*, (2002).

Sin embargo una serie de acumulaciones marginales de petróleo y gas, como el descubrimiento de Jagüel de los Milicos x-1 y Aguada de los Indios x-1 (Villar 1998), en el extremo sudoccidental de la plataforma, mostraban una cierta afinidad con el sistema Los Molles. Al mismo tiempo Arregui *et al.*, (1996, 2005) postularon el origen del gas en los niveles de areniscas de la F. Punta Rosada de los pozos G del yacimiento de Entre Lomas en los niveles generadores de la F. Los Molles.

Por otro lado, Di Lena *et al.*, (1989) identificaron en la F. Loma Montosa del yacimiento El Medanito una familia de petróleos denominada "Grupo B" asignada a una generación en "Vaca Muerta: mayor aporte de materia orgánica terrestre y/o condiciones más oxigenadas durante la diagénesis de las organofacies generadoras", diferente de las clásicas facies generadoras de la F. Vaca Muerta.

Todos estos indicios mostraban la presencia de ciertos volúmenes de hidrocarburos "no Vaca Muerta" en el ámbito de la plataforma nororiental y sugerían cierta afinidad con el sistema Los Molles, pero se desconocían las eventuales vías de migración y se carecía de un conjunto de petróleos y gases con análisis geoquímicos que permitiera una más clara dilucidación del origen de los mismos.

Los recientes descubrimientos de gas, condensado y petróleo de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul y La Barda Sudeste en el sector central y sur del área Agua Salada han ampliado la frontera de los yacimientos de hidrocarburos del sistema Los Molles y conforman un punto de referencia clave para la identificación del origen de los petróleos "no Vaca Muerta" presentes en la plataforma.

El análisis estratigráfico, sedimentológico, diagenético y sísmico del G. Cuyo inferior, junto a un análisis estructural semi-regional, permitió identificar y caracterizar un nuevo *carrier* para los hidrocarburos cuyanos.

A partir de la integración de toda esta información se ha propuesto un nuevo modelo de migración lateral para los hidrocarburos originados en la F. Los Molles, objetivo principal de la presente contribución.

Dada la variedad y complejidad de los temas abordados se ha adoptado para este trabajo la siguiente estructura.

- Descripción general del conocimiento actual de la geología y hábitat de hidrocarburos en el centro y plataforma de Catriel de la Cuenca Neuquina.
- Características y ubicación relativa de los descubrimientos de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul.
- Análisis estratigráfico, sísmico, sedimentológico, diagenético y paleogeográfico de los depósitos de *braid delta* y lóbulos de plataforma que constituyen los *carriers* del G. Cuyo Inferior.
- Resultados de los análisis geoquímicos de los petróleos y gases de los descubrimientos de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul y su correlación con muestras de yacimientos de la plataforma de Catriel.
- Integración de los diferentes estudios en un modelo de migración.

## UBICACIÓN, GEOLOGÍA Y HÁBITAT DE HIDROCARBUROS

El área de estudio corresponde al sector central y sur de la plataforma de Catriel y el sector oriental del Engolfamiento (Braccini 1970) extendiéndose parcialmente desde el centro hasta el borde noreste de la Cuenca Neuquina (Figuras 1 y 2).

El límite occidental corresponde a un sinclinal de orientación noroeste-sudeste denominado sinclinal o bajo de Añelo, en tanto que el sector central y oriental se extienden desde el tren estructural de Entre Lomas-La Jarilla hasta el río Colorado (Figura 2). En este sector de la cuenca se ubican una serie de yacimientos de petróleo y gas de importancia económica con valores de reservas recuperables de 1000 MMBOE (millones de barriles de petróleo equivalente) que representan aproximadamente el 10% de las reservas de la Cuenca Neuquina (Fuente: V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos). El 84% de estas reservas se ubican en cuatro yacimientos; dos de tamaño muy grande (El Medanita y Entre Lomas, (A y B, Figura 2)) y dos de tamaño grande (El Santiagueño y Centro Oeste, (C y D, Figura 2)), (*AAPG field classification*).

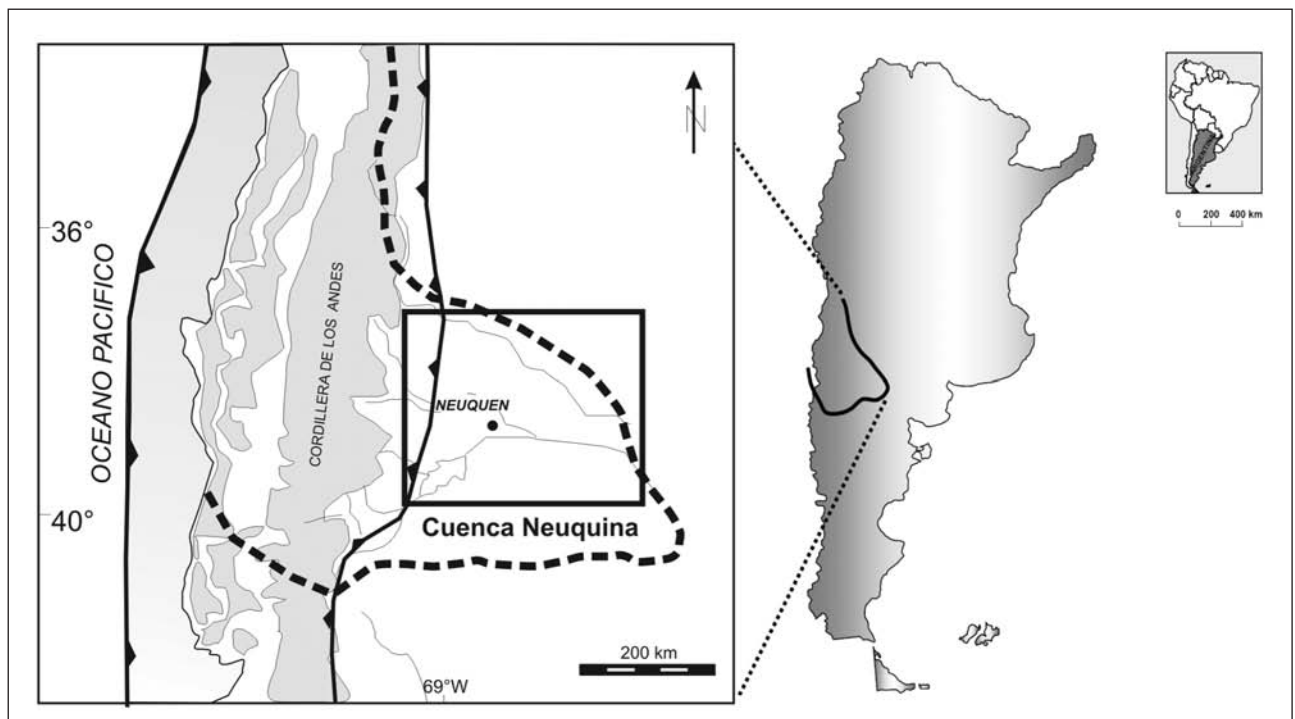
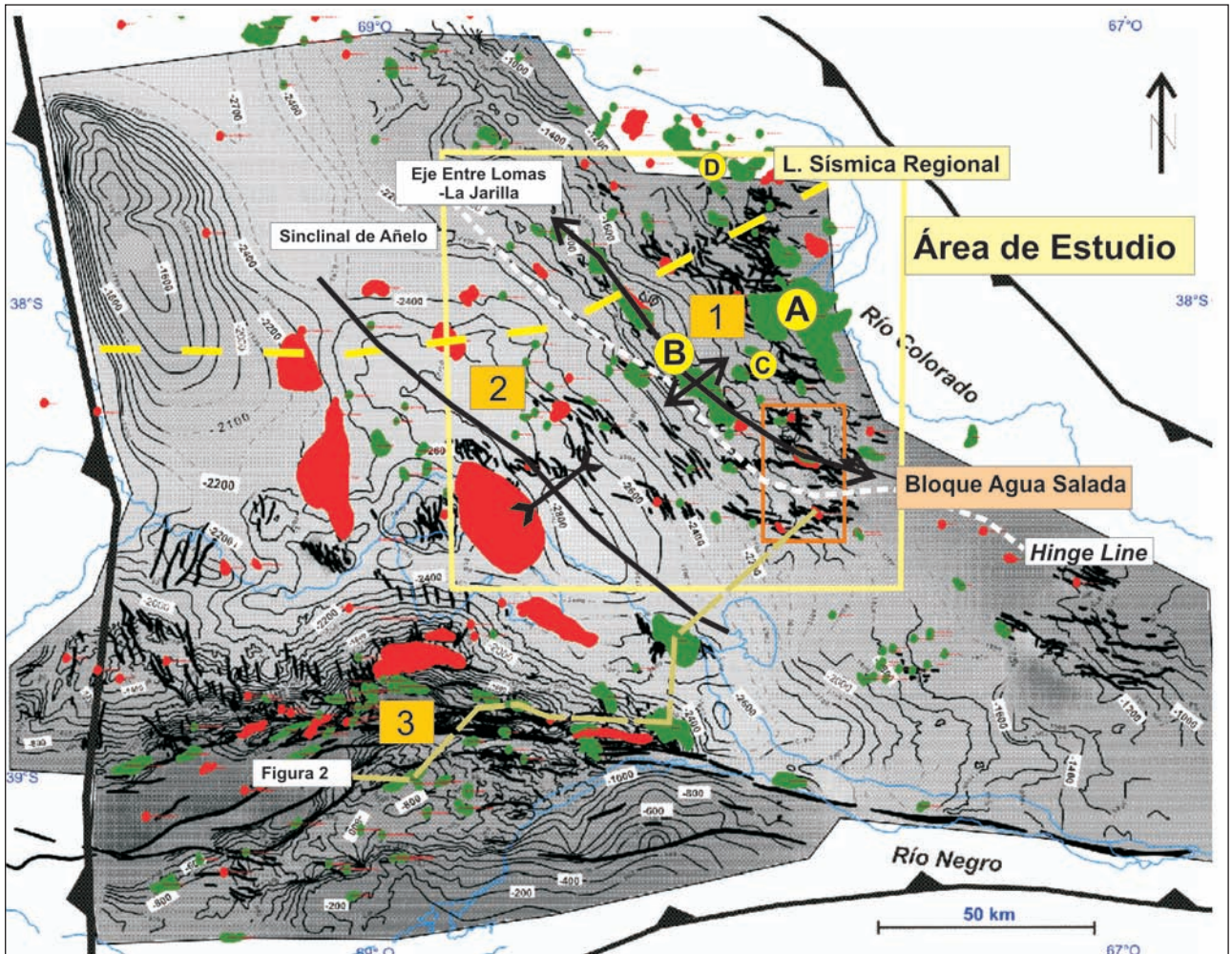


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina y del sector del Engolfamiento neuquino (Braccini 1970). Ubicación de la figura 2.

El sinclinal de Añelo es una estructura de edad miocena asociada al levantamiento del anticlinal de los Chihuidos que conforma su flanco occidental. El flanco oriental está dado por la pendiente regional de la plataforma nororiental o sistema de Entre Lomas (Mosquera y Ramos 2005) (Figura 2). El bajo de Añelo corresponde al depocentro actual de la Cuenca Neuquina, con un registro completo de la columna sedimentaria, alcanzando los 5000m de espesor y constituye una zona de deformación de intraplaca mesozoica de baja intensidad comparada con la Dorsal de Huincul (Mosquera y Ramos 2005), (Figura 2).



**Figura 2.** Mapa estructural a la base de la F. Vaca Muerta del Engolfamiento neuquino con los yacimientos de petróleo y gas. 1.- Plataforma de Catriel. 2.- Centro de Cuenca. 3.- Dorsal de Huincul. Ubicación del área de influencia de este estudio y del bloque Agua Salada. Ubicación del frente orogénico y de deformación de intraplaca miocenos. Ubicación en la Figura 1.

La deformación es principalmente de edad jurásica y está dada por el desarrollo de una serie de trenes estructurales de orientación ONO-ESE que alcanzan los 80km de extensión desde el sinclinal de Añelo hasta el límite oriental del Engolfamiento. Corresponden a zonas de fallas de rumbo dextrógiras con el desarrollo de fallas transtensivas a nivel de la F. Vaca Muerta (Figura 2) y cuya actividad se inició en el Jurásico Inferior (Pliensbaquiano–Toarciano) hasta el Cretácico Inferior durante la depositación del G. Mendoza Superior (Figura 3).

La deformación cretácica superior está dada por la erosión de los términos cuspidales del G. Rayoso contra la discordancia Intercenomaniana, (Figura 3) asociada al levantamiento de la faja plegada y corrida del Agrio durante el Cretácico Superior (Mosquera y Ramos 2005).

La plataforma de Catriel en tanto se extiende desde el eje estructural de Charco Bayo-Entre Lomas-La Jarilla hasta el río Colorado. Corresponde a una zona de escasa deformación de intraplaca con dos dominios estructurales principales de orientaciones noroeste-sudeste y oeste-este que se interfieren mutuamente, reflejos de la deformación penetrativa del basamento asociada a procesos colisionales eo y neopaleozoicos (Mosquera y Ramos 2005).

El principal eje estructural de orientación NO-SE corresponde al tren estructural de Entre Lomas (Figuras 2 y 4), una serie de estructuras anticlinales angostas y simétricas de tipo *drape fold*, de escaso relieve estructural (100m), asociados a movimientos diferenciales de boques de basamento correspondientes a fallas extensionales de depocentros precuianos. Las estructuras resultantes corresponden anticlinales supratenuas, espolones fallados y anticlinales tipo *rollover*.

El dominio estructural O-E está dado por estructuras menores como Loma Montosa, El Medanita y Puesto Morales y Aguada de los Indios asociados a inversión, de edad jurásica inferior a cretácica inferior.

El principal evento tectónico se asocia al Cretácico Superior cuando se reactivan ambos dominios estructurales dando lugar a la erosión de los Grupos Rayoso y Mendoza Superior en dirección al borde de cuenca (Figuras 3 y 5).

Las estructuras relacionadas a ambos dominios estructurales conforman las trampas de los principales yacimientos de la plataforma de Catriel, donde el registro sedimentario se reduce drásticamente alcanzando los 2000m de espesor.

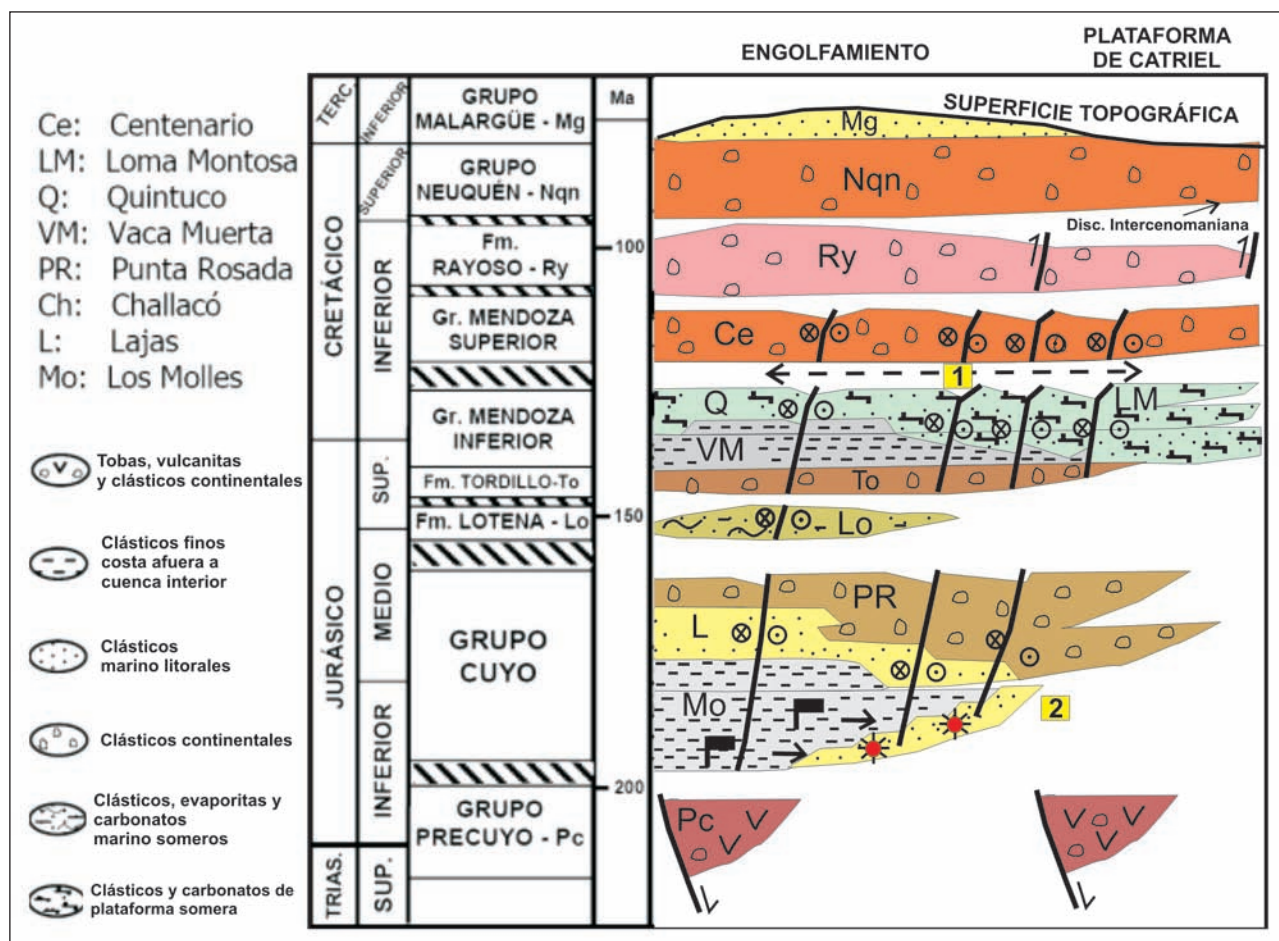


Figura 3. Carta cronoestratigráfica de la zona de estudio, modificado de Cruz *et al.*, (2002), mostrando: 1- Sistemas de falla asociados a deformación de intraplaca mesozoica y 2- ubicación de sistema de migración lateral del sistema Los Molles.

La columna sedimentaria del sector oriental del Engolfamiento y la plataforma de Catriel comprenden al Grupo pre-Cuyo (Gulisano et al. 1984) de edad jurásica inferior y compuesta por una secuencia de rocas volcánicas y volcanoclástica depositadas en depocentros extensionales con geometría de hemigraben, alcanzando los 600m de espesor (Figura 3). A esta unidad corresponde el reservorio del yacimiento El Medanito (EUR: 460 MMBOE) en el ámbito de la plataforma nororiental y es un objetivo exploratorio profundo en el Engolfamiento, donde no se han hallado aun acumulaciones económicas. Los mecanismos de migración y carga de hidrocarburos para esta unidad corresponden a migración *downward* de los hidrocarburos del sistema Los Molles en posiciones en que la roca madre se encuentra en ventana de generación de hidrocarburos y suprayaciendo al G. pre-Cuyo (Engolfamiento). O bien por migración lateral larga para los hidrocarburos del sistema Vaca Muerta a través del principal *carrier* que lo constituye la F. Tordillo y carga directa al G. pre-Cuyo en posiciones de acuñaamiento cercanas al límite deposicional de la unidad (plataforma de Catriel, yacimiento El Medanito).

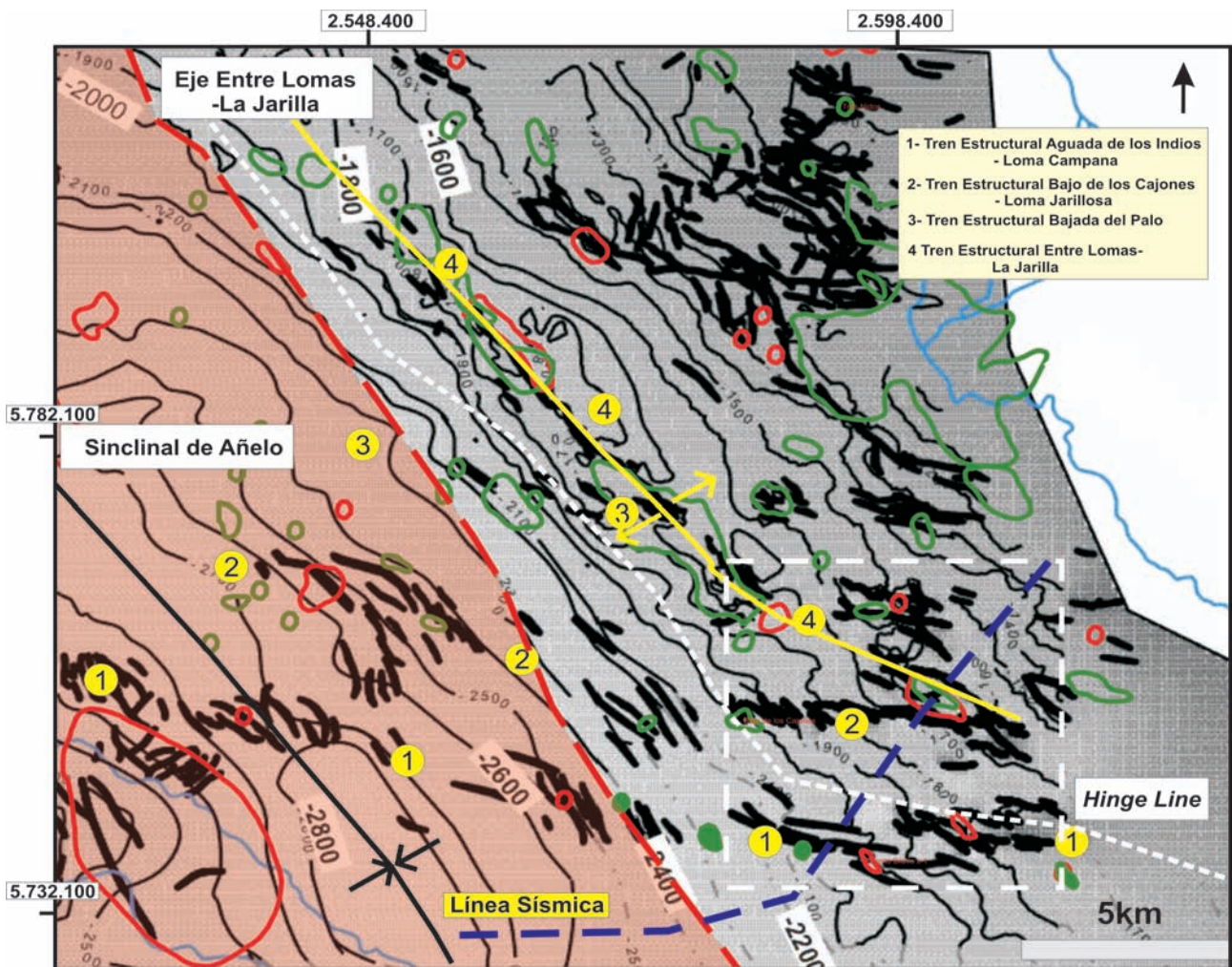


Figura 4. Mapa estructural a la base de la F. Vaca Muerta del sector sur de la plataforma nororiental y límite nororiental del centro de cuenca. Obsérvese el desarrollo de tres trenes estructurales de orientación ONO-ESE de 30km de longitud y espaciados cada 5km. La zona en color rojo corresponde al límite aproximado del *pod* generador de la F. Los Molles a los 55 Ma. (Villar et al. 2005), casi en su totalidad en ventana de gas. Ubicación en la Figura 2.

El registro sedimentario continúa con el G. Cuyo (Jurásico Inferior a Medio) con el desarrollo de las lutitas y margas negras generadoras de la F. Los Molles, los depósitos deltaicos y marino marginales

de la F. Lajas, sucedidas por las capas rojas fluviales de la F. Punta Rosada (Figura 3). Estas dos últimas unidades conforman los principales reservorios productivos de los descubrimientos de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul en el área Agua Salada (Figura 7). Son además importantes reservorios en la plataforma nororiental, especialmente a lo largo del tren productivo de Entre Lomas-Bajo del Piche-Puesto Morales. De acuerdo con Cruz *et al.*, (2002) y Kugler (1987) las areniscas de los depósitos continentales y marino someros de las Fs. Lajas y Punta Rosada poseen una alta proporción de material volcánico en su composición y pierden su condición de reservorio (porosidad menor al 10% y permeabilidad menor a 0.1 mD) al alcanzar profundidades de soterramiento mayores a los 3000m. De esta manera ambas formaciones bloquean la migración lateral de los hidrocarburos del sistema Los Molles de las zonas de los *pods* de generación.

El Grupo Cuyo en la zona de transición entre el Engolfamiento y la plataforma nororiental será motivo de un análisis más detallado en este trabajo, con énfasis en el G. Cuyo Inferior.

Suprayaciendo se desarrollan el G. Lotena, compuesto por niveles de areniscas y areniscas calcáreas depositadas en un ambiente marino litoral alcanzando 80m de espesor y la F. Tordillo. Esta última unidad compuesta por depósitos clásticos eólicos y fluviales alcanza un desarrollo de hasta 250m.

Las facies fluviales del miembro inferior (Sierras Blancas) constituyen el principal *carrier* de los hidrocarburos del sistema Vaca Muerta desde el Engolfamiento, donde se ubica la cocina hasta la plataforma nororiental (Cruz *et al.* 2002) y el principal reservorio de la acumulaciones de hidrocarburos de dicha zona. (Yacimientos Entre Lomas, El Santiagueño, La Jarilla, Puesto Morales, etc.).

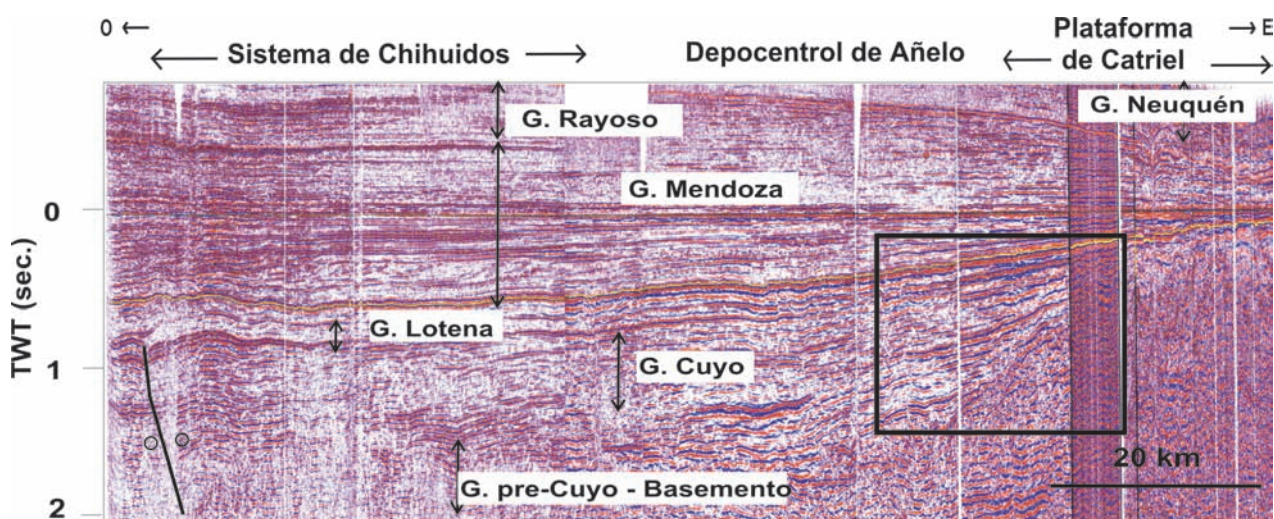


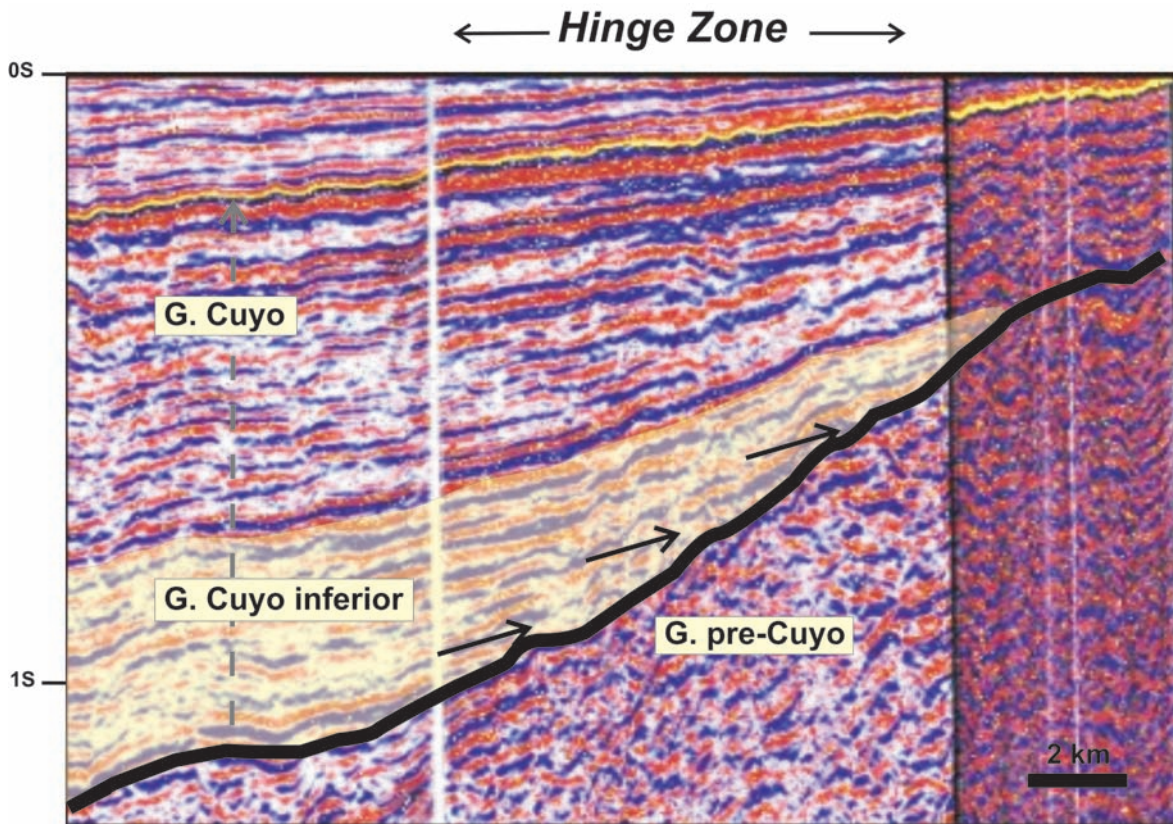
Figura 5. Línea sísmica regional a través del anticlinal de los Chihuidos, el sinclinal de Añelo y la plataforma de Catriel, horizontalizada al tope de la F. Quintuco. Obsérvese el acúñamiento por *onlap* de los Gs. Cuyo, Lotena y Mendoza en límite oriental del sinclinal de Añelo y la plataforma de Catriel y por truncación del G. Rayoso contra la discordancia Intercenomaniana. Ubicación en la Figura 2.

El registro sedimentario continúa con la depositación de las margas y lutitas marinas de la F. Vaca Muerta, principal roca generadora de la cuenca, con un muy alto contenido orgánico y con un querógeno predominantemente algal-amorfo. Esta unidad tiene muy buen desarrollo en el sector oriental del Engolfamiento pero está prácticamente ausente como roca generadora en la plataforma de Catriel.

Suprayaciendo se desarrolla en conjunto Quintuco–Loma Montosa, principal sistema deposicional carbonático de la cuenca, en el que se desarrollan los reservorios asociados a *grainstones* oolíticos y *packstones* y *wackestones* dolomitizados que constituyen reservorios de excelente calidad (Cruz *et al.*

2002), siendo el segundo reservorio en importancia del sector sur de la plataforma de Catriel (Yacimientos El Medanita, La Jarilla, Puesto Morales, Jagüel de los Machos, Entre Lomas, etc.). La columna sedimentaria se completa con la depositación de las areniscas y conglomerados fluviales de la F. Centenario y los Gs. Rayoso y Neuquén, objetivos exploratorios de la plataforma, pero sin descubrimientos de importancia en el sector central y sur; y una delgada cobertura de edad terciaria y cuaternaria.

El límite entre el Engolfamiento y la plataforma de Catriel está dado por una *Hinge Zone* (Hogg 1993) o *Hinge Line* (Urien y Zambrano 1994) en la cual se produce un fuerte acuñamiento de toda la columna sedimentaria, en especial de las unidades jurásico inferiores correspondientes a los Gs. Cuyo y Lotena, constituyendo el límite deposicional de la F. Los Molles o Grupo Cuyo Inferior.



**Figura 6.** Detalle de la línea sísmica regional mostrando el acuñamiento del G. Cuyo Inferior en la zona de hinge ubicada en el flanco oriental del Engolfamiento. Ubicación en la Figura 5.

Esta *hinge line* se extiende a lo largo del flanco oeste del eje estructural de Entre Lomas–La Jarilla a través del sector sur del área Agua Salada y continua en dirección sudeste a largo de la falla de Bajada Vidal (Vergani *et al.* 1995), extendiéndose a lo largo de 150km con un ancho de 20km, con un rumbo predominante NO-SE en los sectores de Entre Lomas y Bajada Vidal, donde está controlado por fallas directas del basamento. En tanto que en el sector de Agua Salada adquiere un rumbo O-E como consecuencia de la intersección con segmento oriental de la zona de falla de Loma Campana-Aguada de los Indios (Figuras 2 y 4). En este segmento de la *hinge line* se ubican los descubrimientos de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul, los cuales atravesaron toda la columna sedimentaria hasta el G. pre-Cuyo.

### **DESCUBRIMIENTOS DE AGUADA DE LOS INDIOS SUR Y LOMA AZUL (ÁREA AGUA SALADA)**

El bloque Agua Salada (650km<sup>2</sup>) se encuentra ubicado en el extremo sudoriental del tren estructural de Entre Lomas–La Jarilla, (Figura 7) en la zona de transición entre el depocentro de Añelo y la plataforma de Catriel.



Los principales yacimientos del bloque lo constituyen La Jarilla, productor de petróleo y gas de las Fs. Loma Montosa y Sierras Blancas (EUR: 21 MMBOE); y el yacimiento La Barda (Figura 7), productor de petróleo y gas del miembro superior de la F. Sierras Blancas (EUR: 5 MMBOE). Estos yacimientos corresponden a trampas combinadas conformadas por *drape folds*, asociados a fallas extensionales relacionadas a depocentros del G. pre-Cuyo; con una componente estratigráfica dada por los cambios de propiedades petrofísicas de las Fs. Loma Montosa y Sierras Blancas. Ambos yacimientos están en una etapa madura de desarrollo con un total de 74 pozos de productivos y caudales de gas de 250000m<sup>3</sup>/d y de petróleo de 200m<sup>3</sup>/d.

Durante los años 2005-2007 las actividades exploratorias en el bloque se concentraron en la exploración de pequeñas estructuras remanentes en las cercanías de los yacimientos y la exploración profunda en el sector sur, a lo largo del tren estructural de Aguada de los Indios–Jagüel de los Milicos, a los fines de evaluar la existencia de acumulaciones asociadas al sistema petrolero Los Molles (Figura 7).

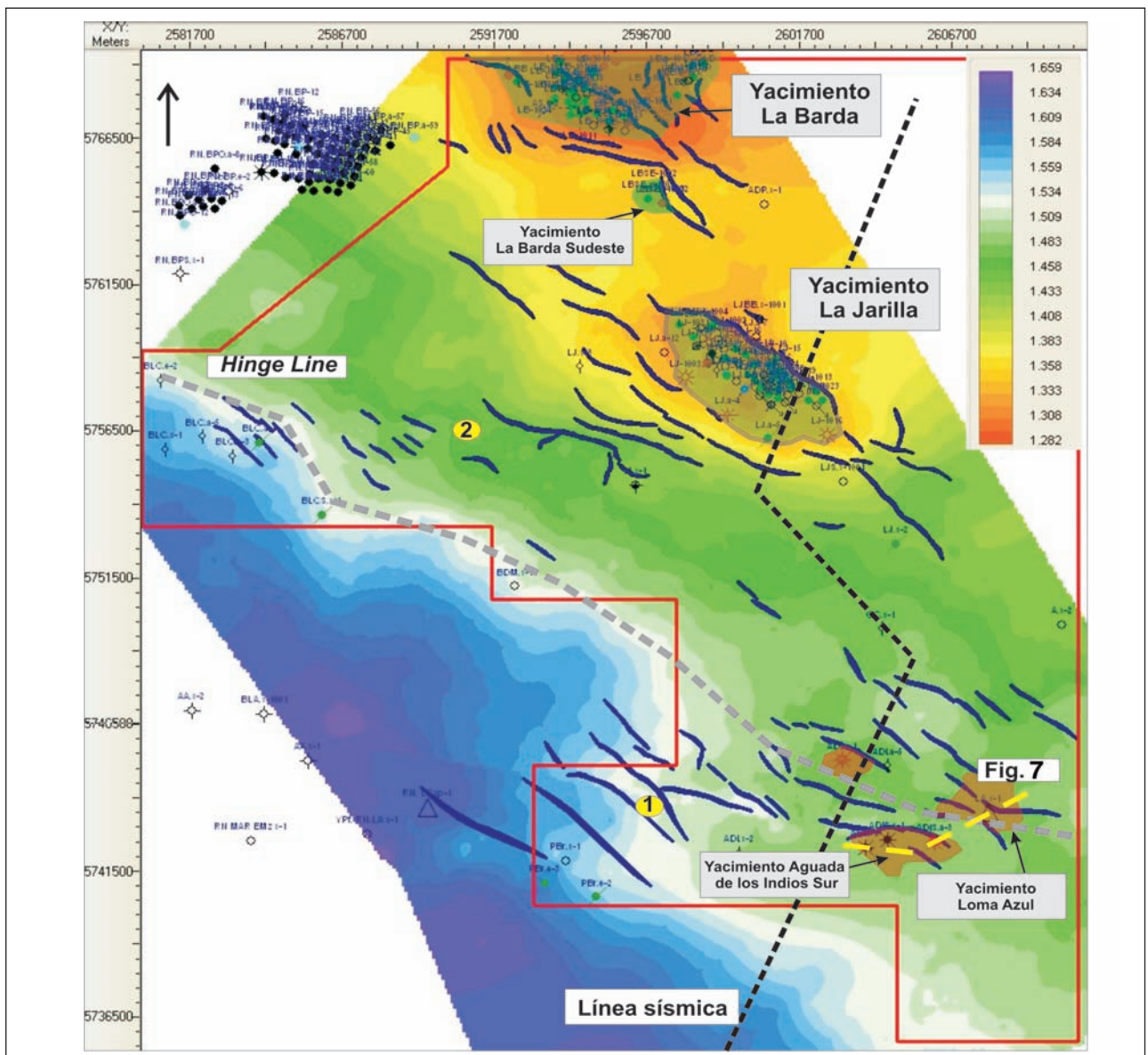


Figura 7. Mapa estructural en tiempo a la base de la F. Vaca Muerta del área Agua Salada con la ubicación de los principales yacimientos y descubrimientos exploratorios de las campañas del período 2005-2007. 1- Tren estructural Loma Campana–Aguada de los Indios. 2- Tren estructural Loma Jarillosa–Bajo de los Cajones. Ubicación de los pozos exploratorios (2005-2007) A- La Barda Sudeste x-1001, B- Lihué x-1, C- Aguada de los Indios Sur x-1 y a-3, D- Loma Azul x-1. Ubicación de la Figura 11.

Los cuatro pozos perforados resultaron descubridores de gas y petróleo de afinidad al sistema Los Molles. El pozo La Barda Sudeste x-1001, resultó descubridor de petróleo en la F. Punta Rosada, con caudales iniciales de 150m<sup>3</sup>/d de petróleo por orificio de 10mm, mientras que el pozo Lihué x-1 ensayó gas no comercial del G. pre-Cuyo. Finalmente los pozos Aguada de los Indios Sur x-1, a-3 y Loma Azul x-1, resultaron descubridores de gas y petróleo en los niveles reservorio de los Gs. pre-Cuyo, Cuyo Inferior y las Fs. Punta Rosada, Sierras Blancas y Loma Montosa en el segmento oriental del tren estructural de Loma Campana–Aguada de los Indios (Figura 7). Los mismos evaluaron exitosamente una serie de culminaciones estructurales con cierre en cuatro direcciones y contra falla de 1 a 10 km<sup>2</sup> de área máxima y relieve vertical de 15 a 60m según los niveles investigados, ensayando columnas casi continuas de hidrocarburos a lo largo de 1000m de perforación, desde los 2100m hasta los 3100m bajo boca de pozo.

Los tres pozos encontraron espesores totales de *net pay* promedio de 170m, con muy buenas propiedades petrofísicas y muy buenos caudales iniciales de hidrocarburos en los cuatro reservorios principales. El miembro inferior de la F. Loma Montosa posee un *net pay* promedio de 15m con una porosidad promedio de 20% y caudales iniciales de 140,000m<sup>3</sup>/d de gas y 10m<sup>3</sup>/d de condensado por 18mm. La F. Sierras Blancas, con 18m de *net pay* y 20% de porosidad, ensayó caudales iniciales de 55,000m<sup>3</sup>/d de gas por orificio de 16mm. La F. Punta Rosada en tanto, encontró espesores de *net pay* de 120m con porosidades de 18% en rangos de profundidades de 2400-2800mbbp, con caudales iniciales de hasta 400,000m<sup>3</sup>/d de solamente seis niveles ensayados en simultáneo post fractura hidráulica.

Finalmente el G. Cuyo inferior, un objetivo exploratorio de frontera, encontró 40m de *net pay* con porosidades promedio de 15% y puntuales de hasta 18% y permeabilidades de 50mD, en capas de areniscas y conglomerados de 20m de espesor. Los ensayos de este objetivo arrojaron caudales iniciales de petróleo de 70m<sup>3</sup>/d y gas de 270,000m<sup>3</sup>/d, sin fractura hidráulica, en rangos de profundidades de 2900-3100mbbp.

Estos valores petrofísicos en el G. Cuyo inferior constituyen una anomalía para esta unidad en valores de profundidad crítica de 3000m, reflejados en los caudales iniciales de hidrocarburos sin estimulación hidráulica. Adicionalmente estos niveles constituyen los únicos productores de petróleo en el tren estructural de Aguada de los Indios.

Finalmente el G. pre-Cuyo fue ensayado con caudales de 35,000m<sup>3</sup>/d de gas en el pozo Loma Azul x-1 constituyendo el primer descubrimiento de gas de esta unidad en el área Agua Salada.

Todos los hidrocarburos descubiertos en esta campaña exploratoria mostraban una afinidad al sistema Los Molles lo que constituía un resultado exploratorio novedoso para el área. La presencia de un nuevo tren de acumulaciones de hidrocarburos del sistema Los Molles ampliaba la frontera de yacimientos de este sistema.

Todos estos resultados llevaron a la realización e integración de una serie de estudios sedimentológicos, estratigráficos, petrofísicos y diagenéticos del G. Cuyo Inferior y geoquímicos de los hidrocarburos encontrados en todos los reservorios.

## **ANÁLISIS SEDIMENTOLÓGICO, ESTRATIGRÁFICO Y DIAGENÉTICO DEL GRUPO CUYO INFERIOR**

A los fines de entender los excelentes caudales iniciales del G. Cuyo inferior y poder predecir la distribución de las facies y arquitectura de los reservorios se realizó un estudio de integración de información de corona, perfiles de imagen y convencionales, estudios palinológicos y de microfósiles

sobre muestras de *cuttings* y volúmenes sísmicos 3D de diferentes atributos cubriendo un área de 600km<sup>2</sup>.

El punto de partida fue el análisis de un testigo corona de 18m de longitud obtenido en el pozo ADIS.a-2, el cual comprende la totalidad de uno de los niveles reservorio del G. Cuyo inferior (Figuras 8a, 8 b y 11).

### **Análisis de testigo corona**

El análisis detallado de facies revela que las mismas comprenden fundamentalmente facies gruesas (areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados). La presencia dominante de matriz arenosa, alineación de clastos, recurrencia de facies y estructuras de tracción-decantación, revela una vinculación genética de estas facies con flujos turbulentos de larga duración, con un elevado contenido de carga en suspensión. Se reconocieron seis facies sedimentarias (Zavala *et al.* 2008), denominadas como B1 (conglomerados masivos con abundante matriz arenosa), B1c (conglomerados masivos con escasa matriz arenosa), B2 (areniscas conglomerádicas con estratificación diagonal), B3 (areniscas conglomerádicas con laminación horizontal difusa), S1 (areniscas masivas) y S3 (areniscas con ondulitas de corriente), relacionadas a procesos de carga de lecho (B) y al colapso de materiales en suspensión turbulenta (S) (Figuras 8a y 8b).

En análisis de la corona permitió asimismo reconocer dentro del agrupamiento natural de facies la presencia de un ordenamiento cíclico a distintas escalas. Dentro de este ordenamiento, el elemento más distintivo lo integran ciclos individuales de 3 a 5 metros de potencia, con un arreglo general granodecreciente. La presencia recurrente dentro de estos ciclos de zonas con evidencias de retrabajo hace presuponer una zona localizada a poca profundidad de agua, aunque con una importante capacidad para acomodar sedimentos. Si bien estos depósitos poseen características marcadamente similares a depósitos fluviales (sistemas de ríos entrelazados) la alta capacidad de acomodación expresada en la presencia de cuerpos gravosos de varios metros de espesor, asociada a una limitada incidencia de facies de retrabajo por agua limpia, y la dominancia de flujos en manto, impide interpretar a los mismos como relacionados a canales fluviales subaéreos.

Estas últimas características sugieren un cuerpo constructivo deltaico, acumulado en un medio caracterizado por una alta tasa de subsidencia mecánica. La ausencia de depósitos relacionados a *debris-flow* cohesivos y flujos hiperconcentrados favorece un entorno dominado por bajas pendientes. Asimismo, la recurrencia de facies sugiere flujos de larga duración con energía fluctuante.

Lo anteriormente expuesto permite interpretar a estos depósitos como relacionados a sistemas deltaicos gruesos o *braid-deltas* (en el sentido de McPherson *et al.* 1987). Estos sistemas deltaicos constituyen una variación respecto de los sistemas convencionales de fan-delta (Figuras 9a y 9b).

Análisis sedimentológico y estratigráfico a partir de registros eléctricos convencionales y perfiles de imagen.

Desde un punto de vista más general, en la Figura 10 se observa un ejemplo del agrupamiento natural las facies reconocidas en el tramo inferior del Grupo Cuyo, complementado con información de imágenes y registros. Como consecuencia de una progradación del sistema, las facies más distales, correspondientes a las asociaciones de facies de plataforma a prodelta, son progresivamente reemplazadas por las asociaciones de facies más proximales (frente deltaico inferior y frente deltaico superior) evidenciando una avance (progradación) del sistema. Este avance ocurre mediante varios pulsos menores, generando "parasecuencias" de entre 7 y 15 metros de espesor. Estas parasecuencias menores posiblemente representen tanto cambios alocíclicos como autocíclicos. No

obstante, a una escala mayor, reconocible en los registros de pozo, es posible identificar una única progradación, la cual probablemente represente un evento aloccíclico (Figura 10).

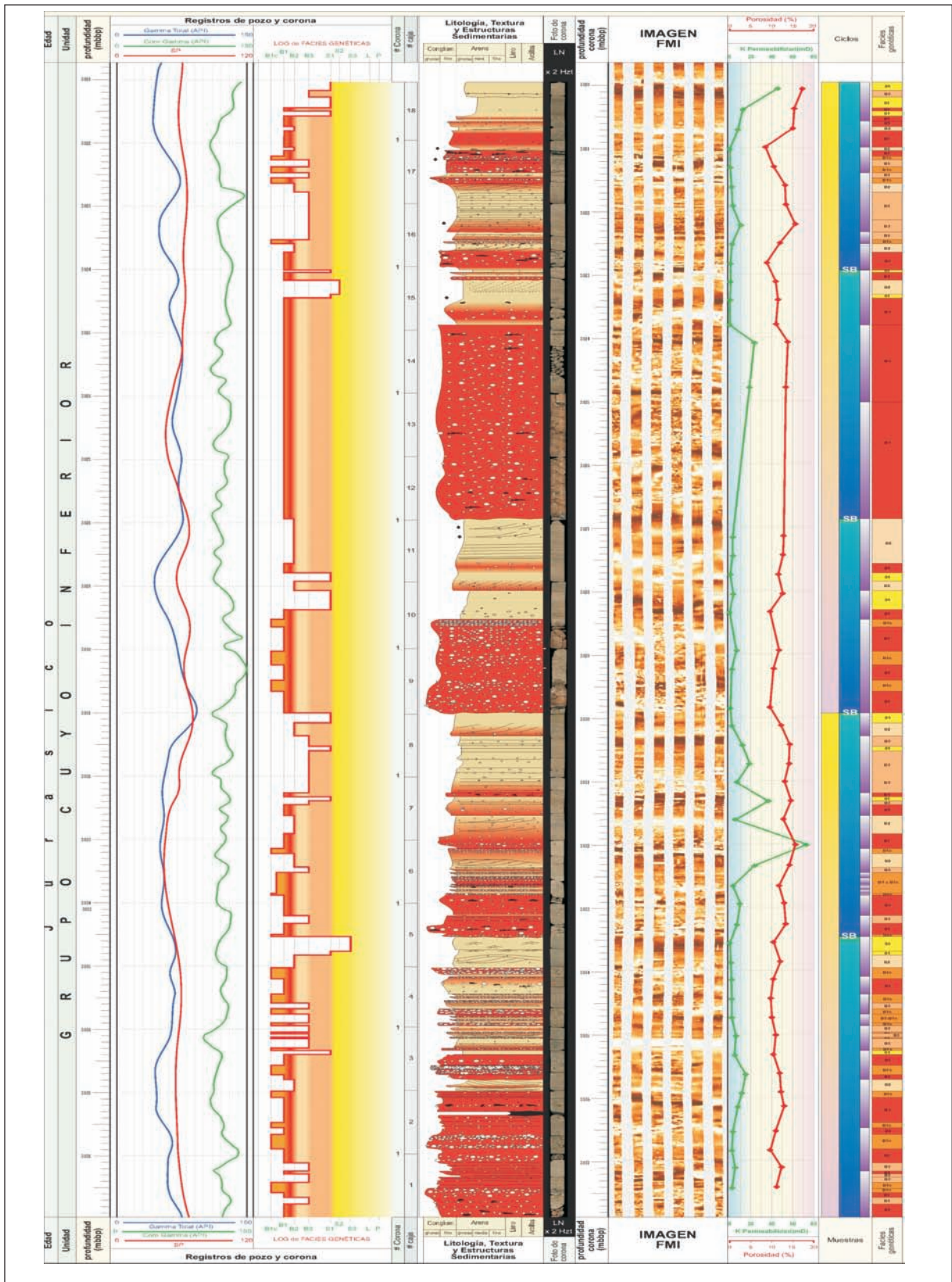


Figura 8a. Hoja sedimentológica de los 18m de corona del pozo ADIS.a-2, en el G. Cuyo Inferior (Zavala *et al.* 2008). Ubicación en la Figura 11.

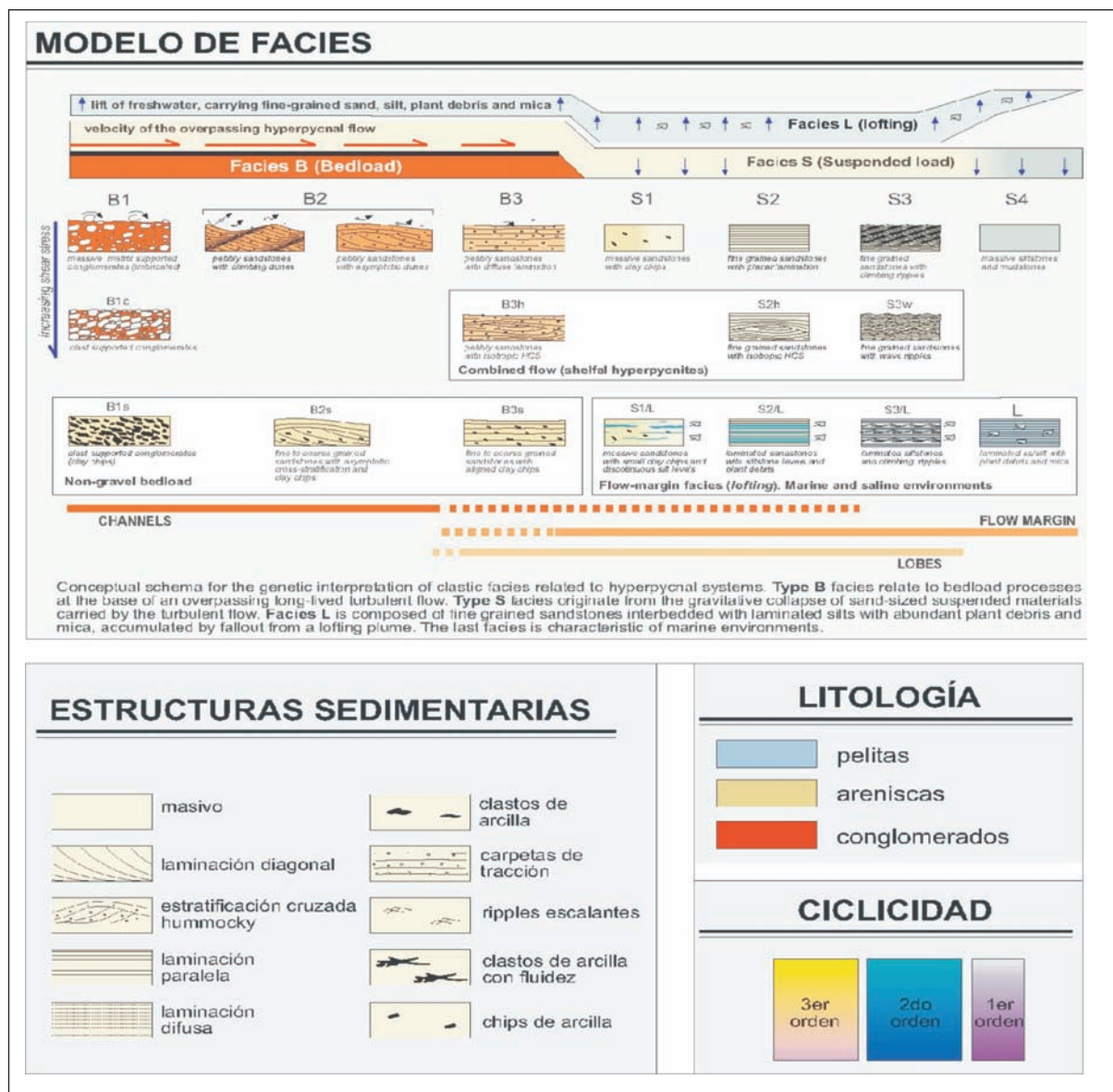


Figura 8b. Referencias de la hoja sedimentológica de corona del pozo ADIS.a-2, en el G. Cuyo Inferior (Zavala et al. 2008).

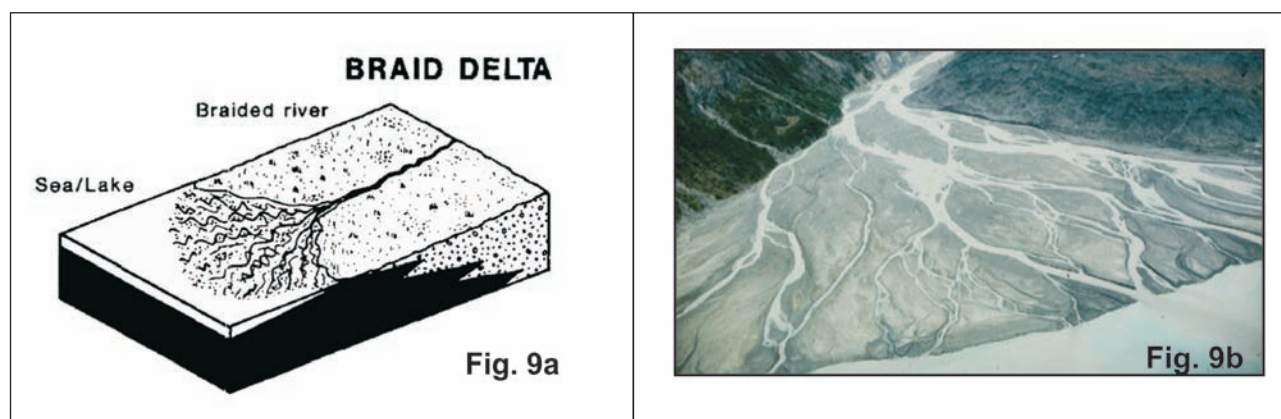


Figura 9. Sistemas de *braided-delta*. A diferencia de los sistemas de *fan-delta*, los sistemas de *braided-delta* no tienen zonas de altas pendientes asociadas, y carecen de depósitos de *debris flow* cohesivos. (McPherson et al. 1987). Figura 9a: Modelo conceptual, 9b: Modelo actual.

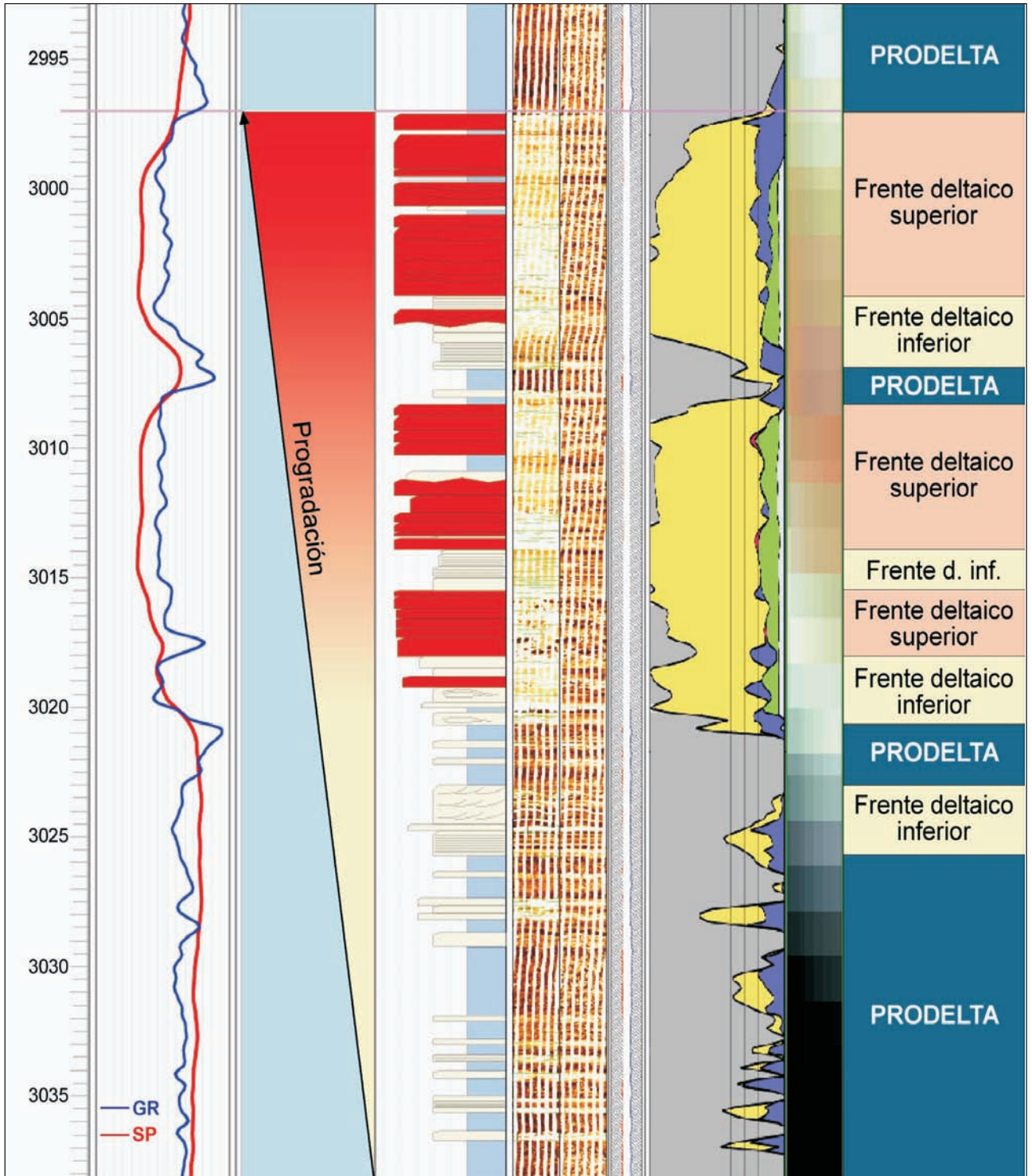
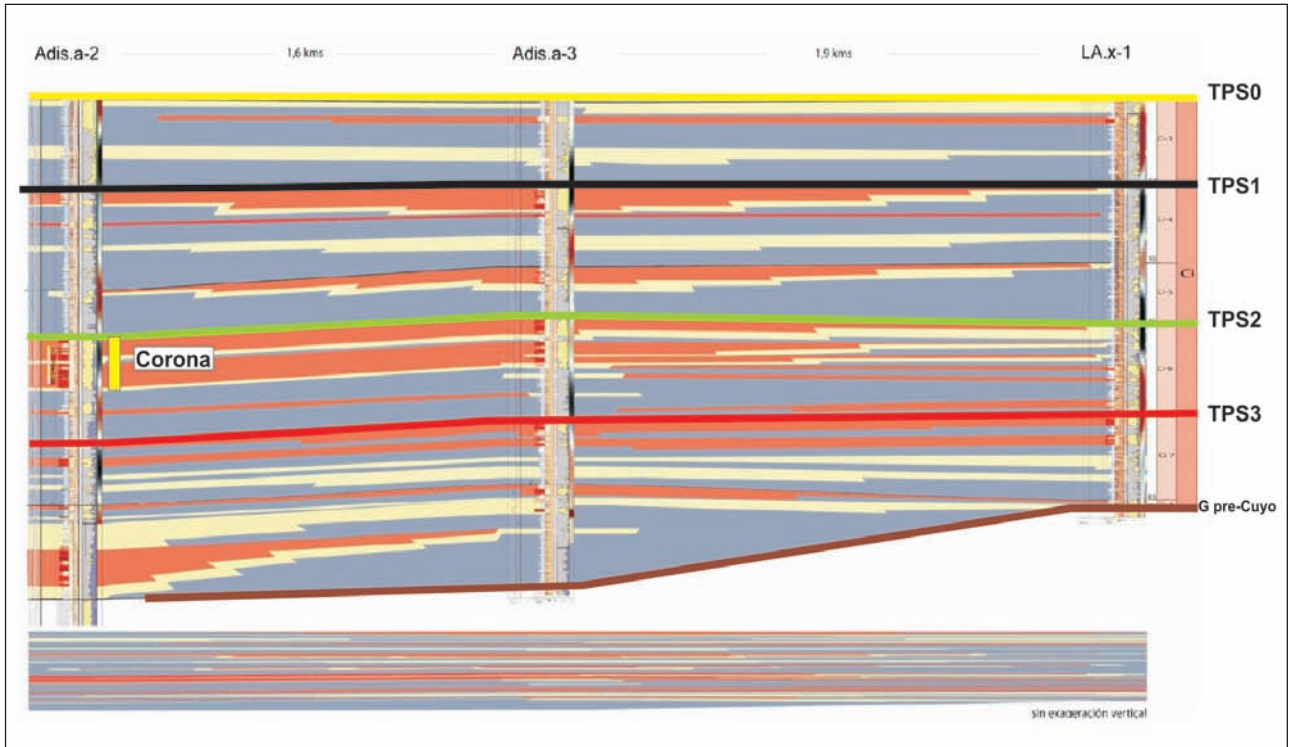


Figura 10. Vista de la expresión sedimentológica de las asociaciones de facies reconocidas mediante el análisis de imágenes de pozo en un tramo del pozo ADIS.a-3 (Zavala *et al.* 2008).

La integración de la información de los pozos con perfiles de imagen permitió una primera correlación de las distintas parasecuencias del Grupo Cuyo inferior en una dirección oblicua al *hinge line*, mostrando el arreglo transgresivo del cuyano inferior y la continuidad de los eventos (Figura 11).

De este modo, la escala de trabajo mostrada en la Figura 10 fue utilizada para calibrar la expresión eléctrica de los elementos deposicionales reconocidos (en registros de GR y SP) y poder avanzar de

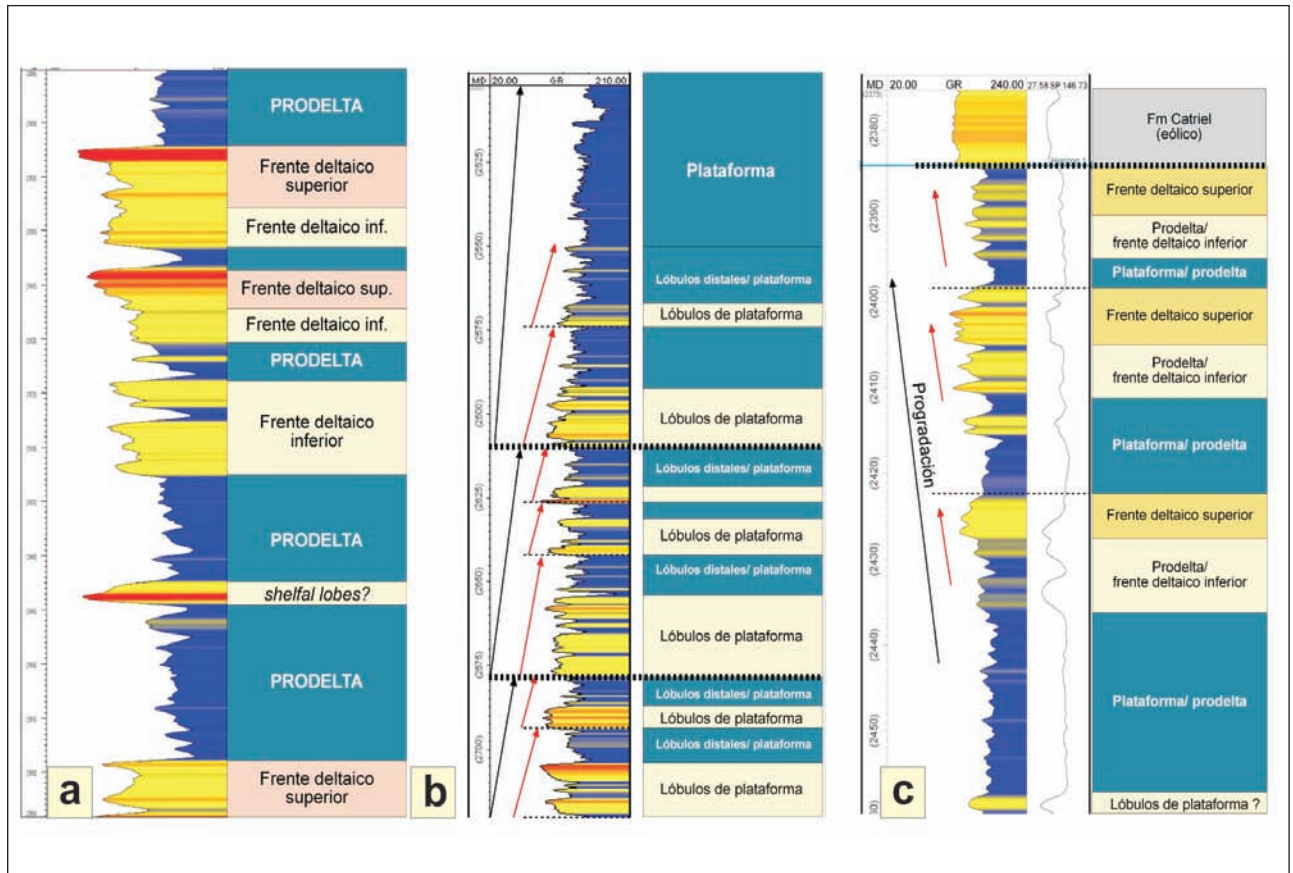
este modo hacia una correlación de registros con un significado y consistencia sedimentológica y estratigráfica. A la izquierda de la Figura 10 podemos observar el patrón progresivamente decreciente de la curva de GR, lo cual indica un aumento progresivo en el contenido de arenas y conglomerados. La identificación de estos patrones a partir de los registros convencionales resultó crítico a los fines de establecer líneas de correlación aplicables a una escala semiregional a regional.



**Figura 11. Sección estratigráfica entre pozos nivelada al tope del G. Cuyo inferior, realizada con la integración de perfiles de imagen, convencionales y testigo corona. Ubicación de la Figura 8 y de los *markers* sísmicos. Ubicación en la Figura 7.**

En la Figura 12a se observa un ejemplo a menor resolución (a partir de un registro de GR) de la secuencia de facies típica de una secuencia de facies de barra de desembocadura de *braid-delta*. El reconocimiento de estos elementos mediante patrones típicos sobre registros convencionales permitió esbozar una correlación de alta resolución en primer medida para el tramo basal del Grupo Cuyo, la cual fue extendida posteriormente para el total de la unidad.

El mapeo detallado de este tramo inferior permitió reconocer al menos 11 secuencias elementales, las cuales muestran un patrón estrato y granocreciente, y representarían avances del sistema deposicional (*braid-deltas*) separados por eventos regionales de inundación controlados posiblemente por factores alocíclicos. El análisis detallado de los registros convencionales permitió reconocer asimismo importantes cambios en el patrón de comportamiento de los mismos. De este modo, pudo reconocerse que el patrón estrato y granocreciente, es característico del tramo inferior del Grupo Cuyo, ya que a determinada profundidad se evidencia un cambio hacia un tipo de patrón estrato y granodecreciente (Figura 12b), el cual se localiza sobre un evento de inundación trazable a escala regional.



**Figura 12.** 12a Ejemplo de registro GR y su interpretación paleoambiental, correspondiente a sistemas de *braid-deltas*. 12b Detalle del arreglo característico de las secuencias de facies de lóbulos de plataforma reconocidas para el tramo medio del Grupo Cuyo. Nótese los distintos órdenes de ciclicidad, posiblemente inducidos por cambios alocíclicos. 12c Detalle del tramo superior del Grupo Cuyo en el pozo ADIS.a-2. Nótese la presencia de ciclos estrato y granocrecientes, vinculados a sucesiones deltaicas (Zavala *et al.* 2008).

Se interpreta que estos cuerpos estrato y grano decrecientes corresponderían a sistemas de lóbulos de plataforma (Figura 12b), los cuales en afloramientos presentan geometrías tabulares, con una extensión horizontal que supera a menudo la decena de kilómetros.

Hacia el tramo superior de la sección analizada mediante registros convencionales se puede reconocer el tercer tipo de arreglo sedimentario presente en el Grupo Cuyo. El mismo se integra por una sucesión de aspecto progradante (Figura 12c), la cual guarda marcadas similitudes con la progradación clástica reconocible hacia el techo del Grupo Cuyo en los afloramientos del centro oeste de la Cuenca Neuquina (Formación Lajas). En la Figura 12c se presenta un ejemplo del tramo superior del Grupo Cuyo en el pozo ADIS.a-2. De modo preliminar, se interpreta que esta sección progradante correspondería a un avance de depósitos marino marginales correspondientes a sistemas deltaicos litorales o deltas hipopícnicos.

## Estratigrafía del G. Cuyo

A partir del estudio de los registros eléctricos de 17 pozos se realizó un análisis estratigráfico complementado con la elaboración de dos paneles de correlación de detalle (Figura 13), que permitieron reconocer dentro del Grupo Cuyo la presencia de tres unidades estratigráficas claramente diferenciadas, denominadas como Cuyo Inferior (sistemas de *braid-deltas*), Cuyo Medio (lóbulos de plataforma) y Cuyo Superior (sistemas deltaicos), (Zavala *et al.* 2008).



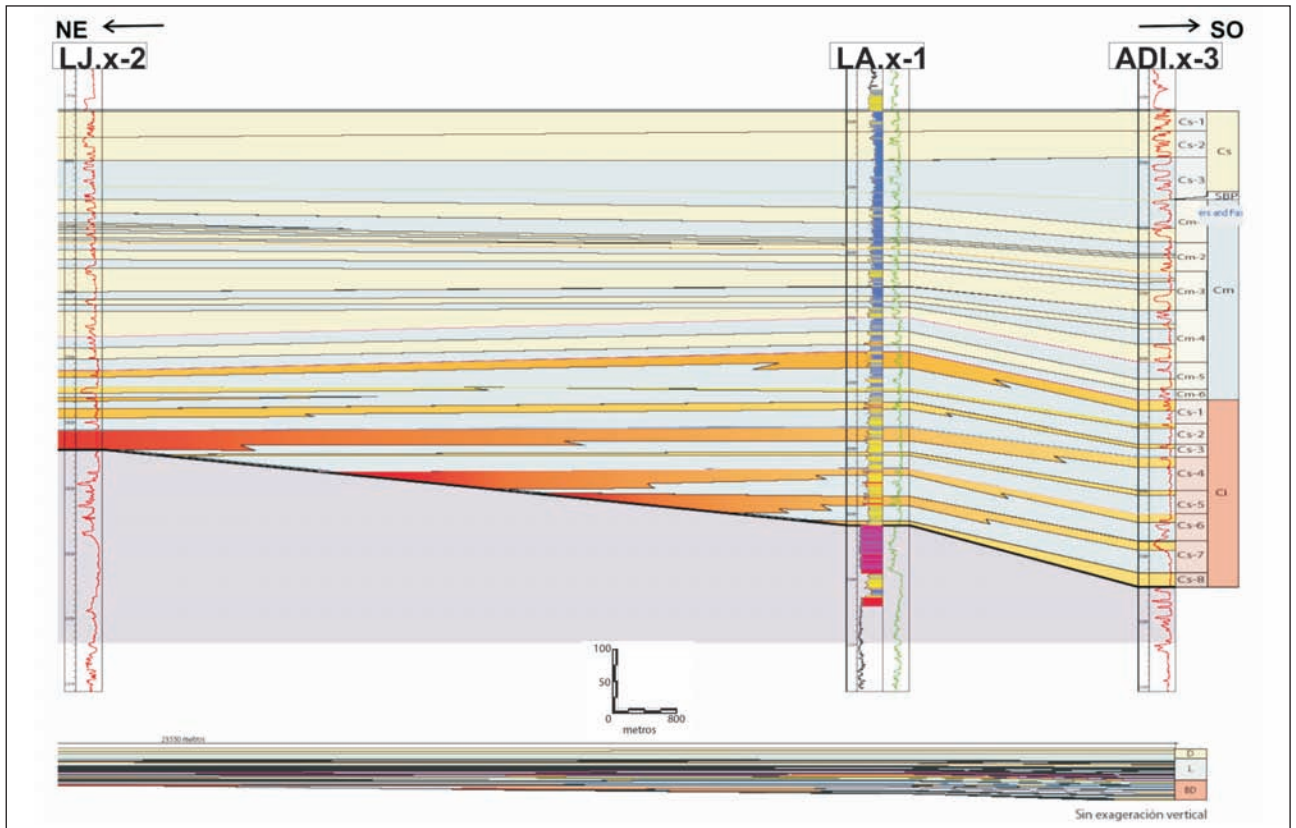


Figura 13. Sección estratigráfica nivelada al techo del G Cuyo entre los pozos Aguada de los Indios x-3, Loma Azul x-1 y La Jarilla x-2 (Zavala *et al.* 2008). Ubicación en la Figura 14.

En la Figura 14 se presenta un esquema estratigráfico para las tres unidades reconocidas. En dicho esquema puede notarse que el Grupo Cuyo en el área de estudio conformaría un ciclo completo transgresivo-regresivo. Estas unidades mayores han sido a su vez subdivididas en secuencias elementales las cuales han sido reconocidas y trazadas en una escala regional. Se interpreta que estas secuencias responderían a cambios alocíclicos en el sistema deposicional.

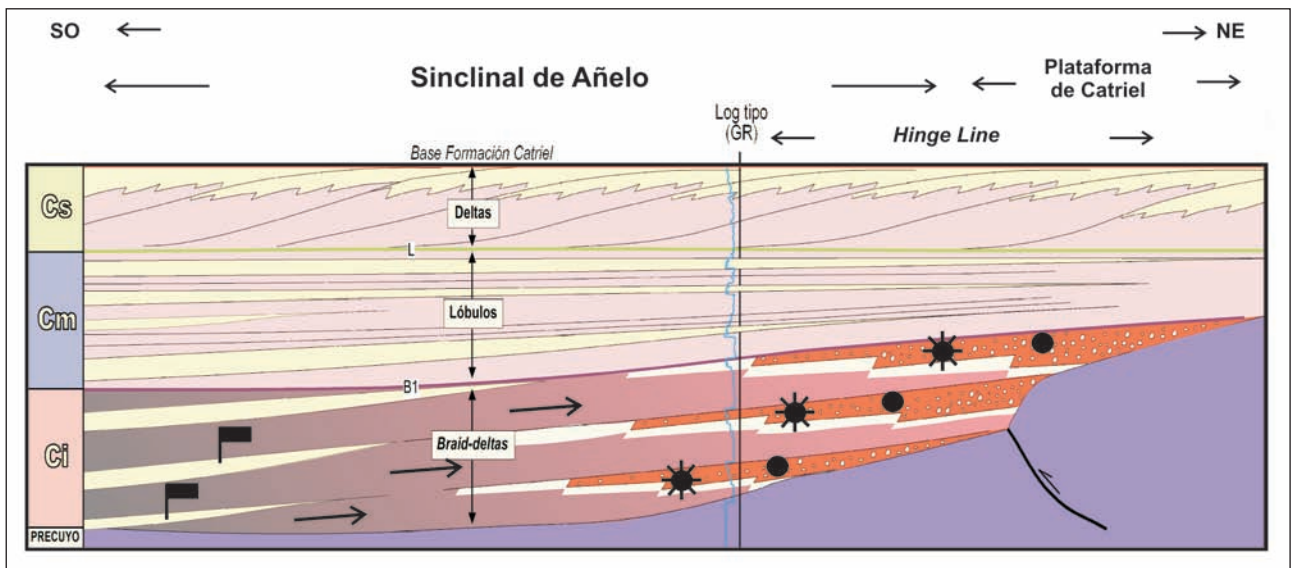


Figura 14. Esquema estratigráfico conceptual para el Grupo Cuyo en el área Agua Salada, mostrando el esquema de migración lateral de los hidrocarburos del sistema Los Molles. Ubicación de la Figura 13.

### **Unidad Cuyo Inferior (Ci)**

Esta unidad se reconoce hacia los tramos basales del Grupo Cuyo (Figura 14), dispuesta en discordancia sobre depósitos volcanoclásticos asignados al Grupo pre-Cuyo. El análisis de facies efectuado sobre testigos corona complementados mediante la interpretación de registros de GR sugiere un origen vinculado a sistemas deltaicos de grano grueso, de tipo *braid-deltas*. Estos cuerpos deltaicos muestran espesores individuales de entre 20 y 40 metros, y componen secuencias de facies grano y estrato crecientes, con un desarrollo controlado fundamentalmente por factores alocíclicos. Estos sistemas deltaicos integrarían cuerpos lobulados extendidos por entre 8 y 15 kilómetros, los cuales habrían rellenado progresivamente un área caracterizada por la presencia de un relieve topográfico preexistente al techo de las unidades del Precuyano (Figura 14).

El espesor de esta unidad varía desde los 456 y los 120 metros. Dentro de la unidad Cuyo Inferior se han reconocido 11 secuencias elementales, denominadas desde abajo hacia arriba como Ci11 a Ci1. Cada sub-unidad corresponde a una secuencia elemental. Si bien estas sub-unidades muestran internamente un aspecto progradante, en su conjunto las mismas traslapan progresivamente sobre los altos de Precuyano/ Basamento a medida que avanza la transgresión del Jurásico temprano.

### **Unidad Cuyo Medio (Cm)**

Esta unidad se reconoce hacia el tramo medio de la sucesión, sobre un evento de inundación reconocible a escala regional. Se inicia con depósitos finos, los cuales son sucedidos por intervalos arenosos los que componen secuencias elementales de arreglo estrato y grano decreciente. A partir de la analogía del registro con afloramientos de la Formación Los Molles en la Cordillera Neuquina, se interpreta que estas secuencias elementales corresponderían a lóbulos de plataforma. Las secuencias elementales muestran espesores que varían entre 40 y 60 metros, y están a su vez compuestas por ciclos granodecrecientes reconocibles a una escala menor. El espesor de esta unidad es bastante regular, ya que varía entre los 240 y los 290 metros.

El análisis estratigráfico y correlación regional permitió reconocer en la unidad Cuyo Medio la presencia de 6 secuencias elementales, las cuales han sido denominadas desde abajo hacia arriba como Cm6 a Cm1.

### **Unidad Cuyo Superior (Cs)**

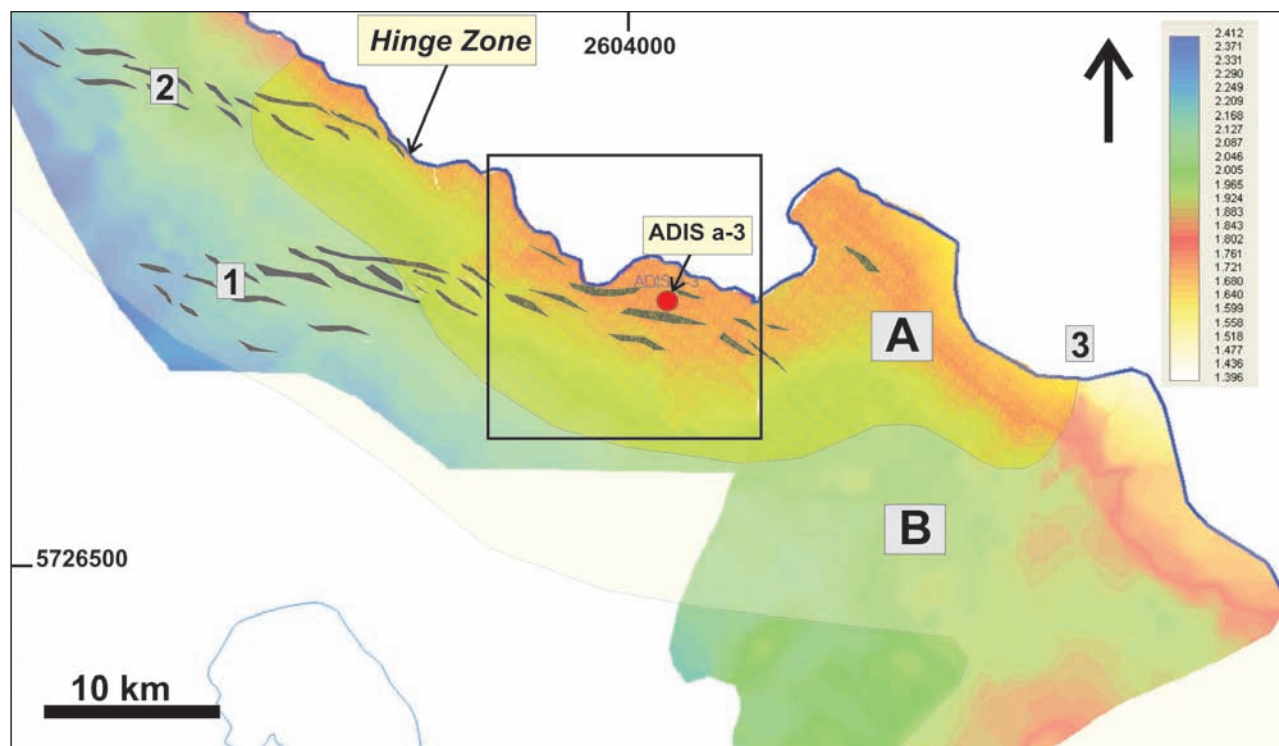
La Unidad Cuyo superior se reconoce hacia el tramo cuspidal del Grupo Cuyo en el área de estudio. La misma se dispone sobre una superficie basal de progradación, y es cubierta a su vez en discordancia por los depósitos arenosos asignados a la Formación Tordillo (Kimmeridgiano). Esta unidad compone una sucesión progradante arenosa con espesores que alcanzan los 140 metros. Internamente se integra por paquetes individuales de arreglo grano y estrato creciente y espesores que varían entre 10 y 30 metros. A partir de una analogía entre las características del registro de GR y afloramientos del Grupo Cuyo en el ámbito de la Cordillera Neuquina se interpreta que estos depósitos corresponderían a sucesiones de barras de desembocadura deltaicas.

## **INTERPRETACIÓN SÍSMICA**

La interpretación del cubo de sísmica 3D en amplitud (PSTM), impedancia acústica de pseudoDT, de pseudofacies, de litología y de porosidad fue un elemento determinante para la validación del modelo de facies y estratigráfico del G. Cuyo Inferior.

La zona de interpretación sísmica se ubica a lo largo 50km en el extremo sur de la *hinge zone*, (Figura 15).

El G. Cuyo Inferior está caracterizado por un conjunto de reflectores de carácter continuo, con un buen contraste de amplitudes y de impedancia acústica con un claro patrón de *onlap* sobre el G. pre-Cuyo (Figuras 16 y 17).



**Figura 15.** Mapa isócrono al tope del G. Cuyo Inferior en el sector sur de la *hinge zone*. 1- Tren estructural Aguada de los Indios, 2- Tren estructural Bajo de los Cajones. 3- Segmento Bajada Vidal de la *hinge zone*. A: zona de desarrollo de sistemas deltaicos *braid* según control sísmico y de pozos. B: zona de posible desarrollo de *braid deltas* según modelo. Ubicación de las Figuras 18 y 19.

La integración de los datos de pozos con la sísmica, permitió definir 4 conjuntos de parasecuencias (PS0, PS1, PS2 y PS3) (Figura 11), que constituyen *markers* sísmicos de muy buena calidad (Figuras 16 y 17).

La interpretación detallada de cada conjunto de parasecuencias permitió mapear el límite deposicional de las mismas. Estas muestran un claro arreglo retrogradante sobre la *hinge zone* (PS1-3) (Figuras 16, 18 y 19) correspondiendo la PS0 a una superficie regional de inundación. Esta unidad corresponde a un nivel de baja impedancia acústica mapeable regionalmente (Figuras 16 y 17). Una sección sísmica horizontalizada a la PS0 permite observar el espacio de acomodación existente para el desarrollo del G. Cuyo Inferior.

Las extracciones realizadas sobre los volúmenes 3D de impedancia acústica, pseudoDT, pseudofacies, litología y porosidad permitieron diferenciar litologías de arcillitas y pelitas de areniscas y conglomerados y en todos los casos se obtuvieron las mismas geometrías en las extracciones realizadas en cada conjunto de parasecuencias. De esta manera se pudieron identificar una serie de geometrías lobuladas de desarrollo longitudinal paralelo al límite deposicional de cada conjunto de parasecuencias y a la *hinge line*. Las mismas fueron asignadas a cuerpos deltaicos *braid* (Figuras 18 y 19). También se pudieron reconocer cuerpos de areniscas de geometría longilínea localizados hacia el borde de cuenca y adyacentes a los sistemas deltaicos. Los mismos fueron interpretados como sistemas fluviales entrelazados (Figuras 19).

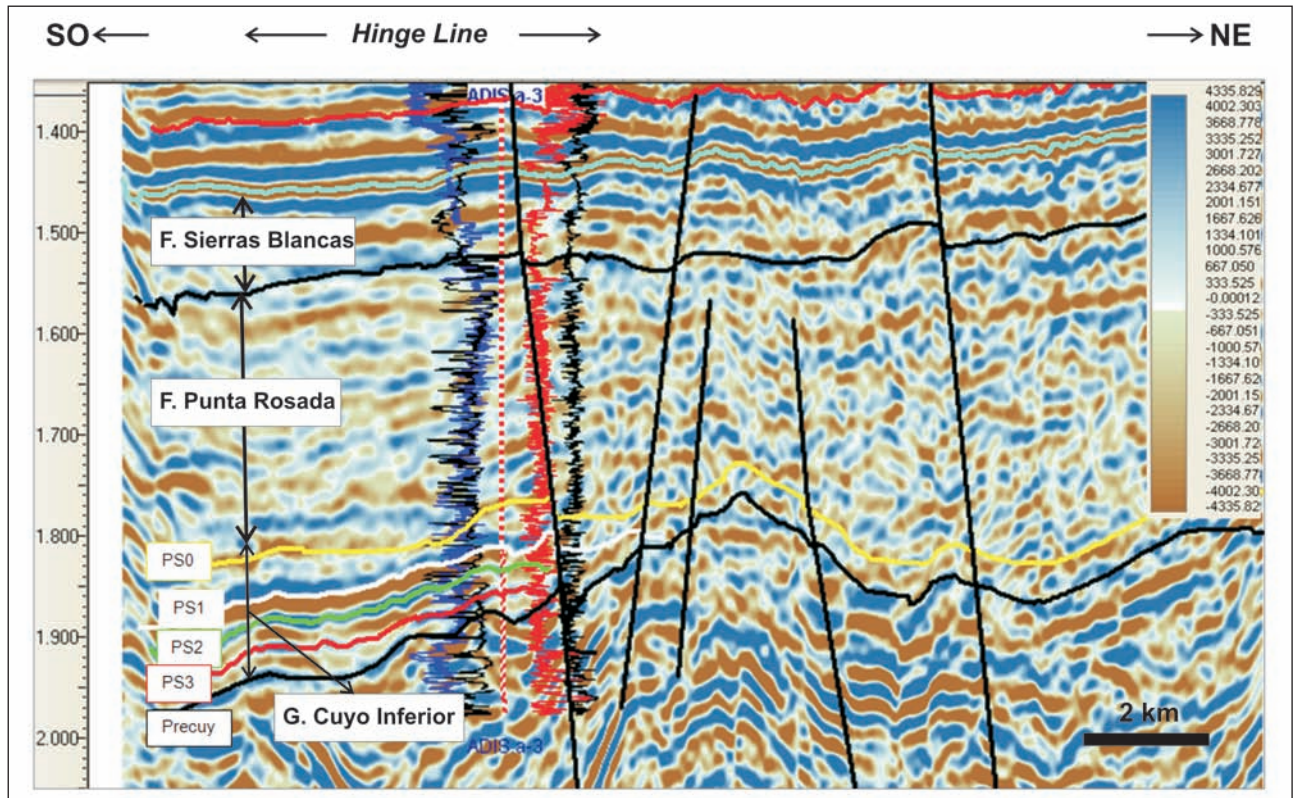


Figura 16. Línea sísmica en amplitudes (PSTM) a través del pozo ADIS.a-3. Obsérvese el acúñamiento del G. Cuyo Inferior a lo largo de la *hinge zone*. Ubicación en la Figura 18.

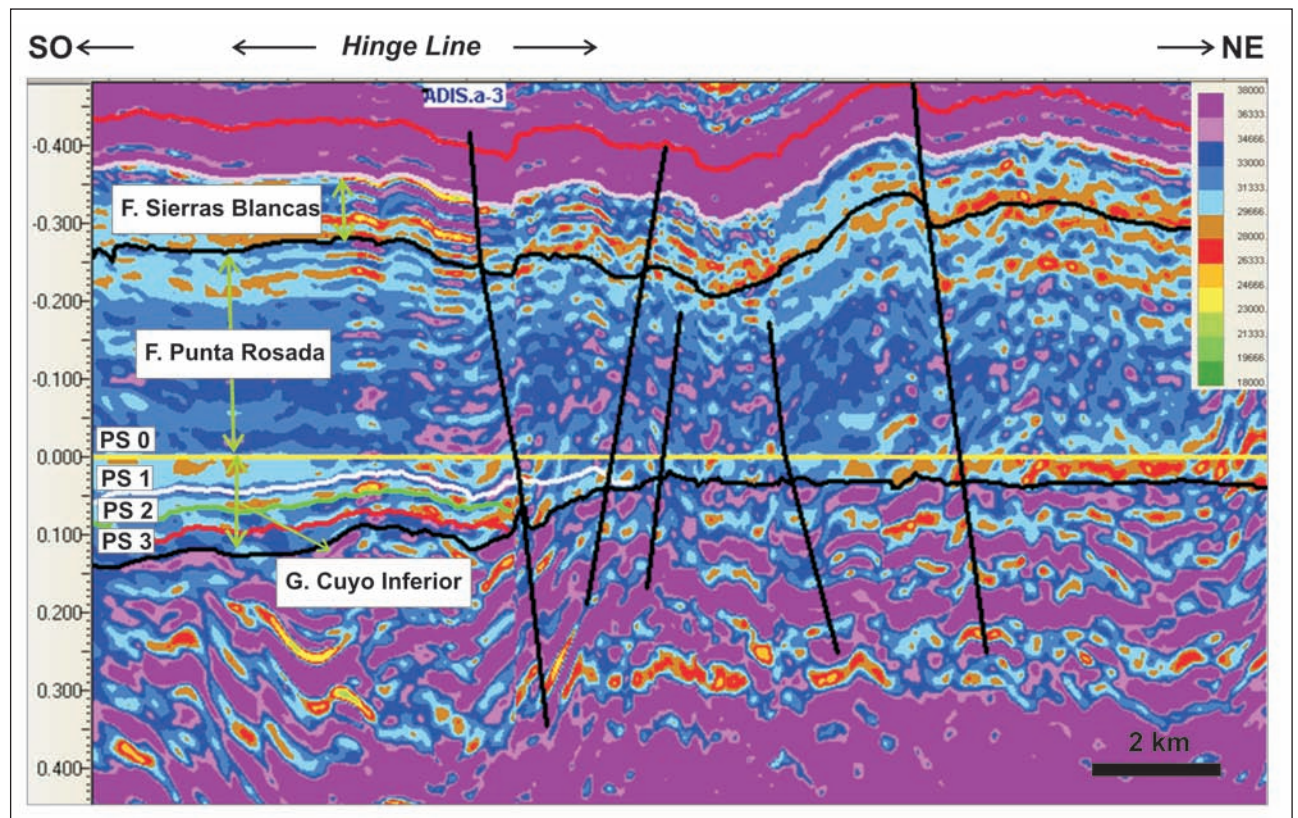


Figura 17. Línea sísmica en impedancias acústicas horizontalizada al tope del G. Cuyo inferior. Obsérvese el desarrollo de un nivel de baja impedancia acústica al tope del G. Cuyo Inferior (colores rojo y marrón).

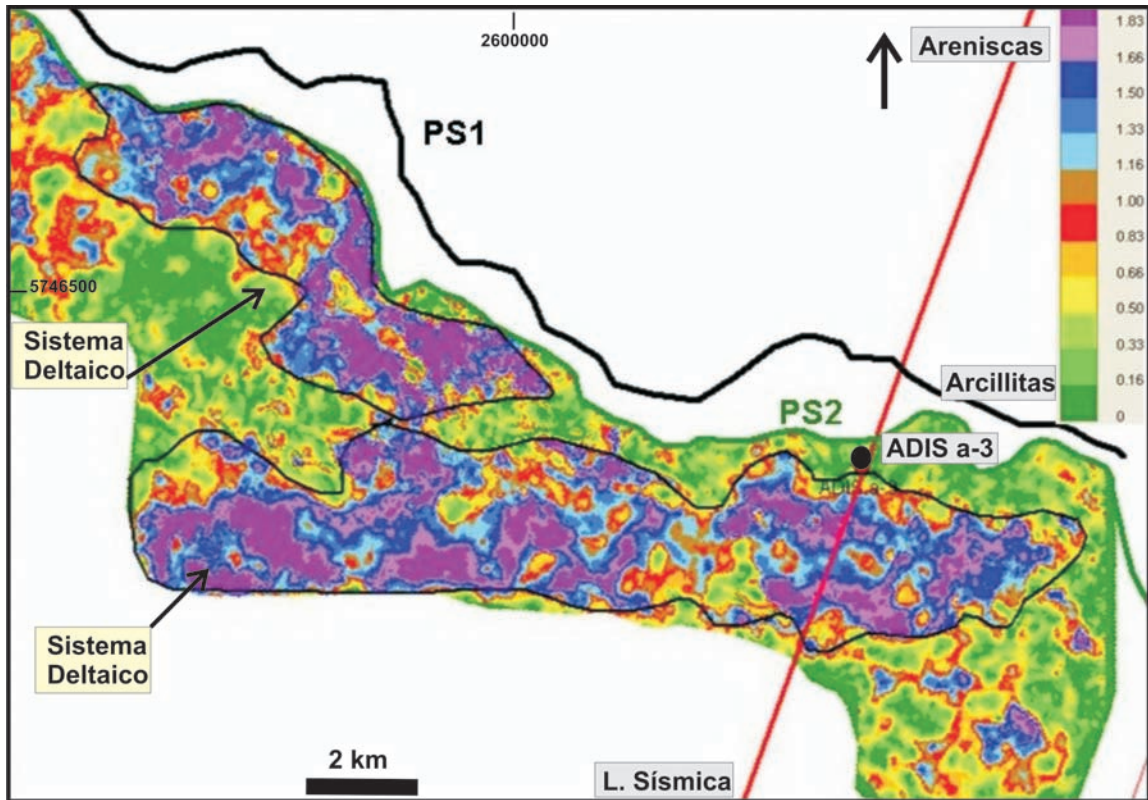


Figura 18. Extracción de cubo de porosidad del conjunto de parasecuencias PS 2. Obsérvese el desarrollo de sistemas deltaicos.

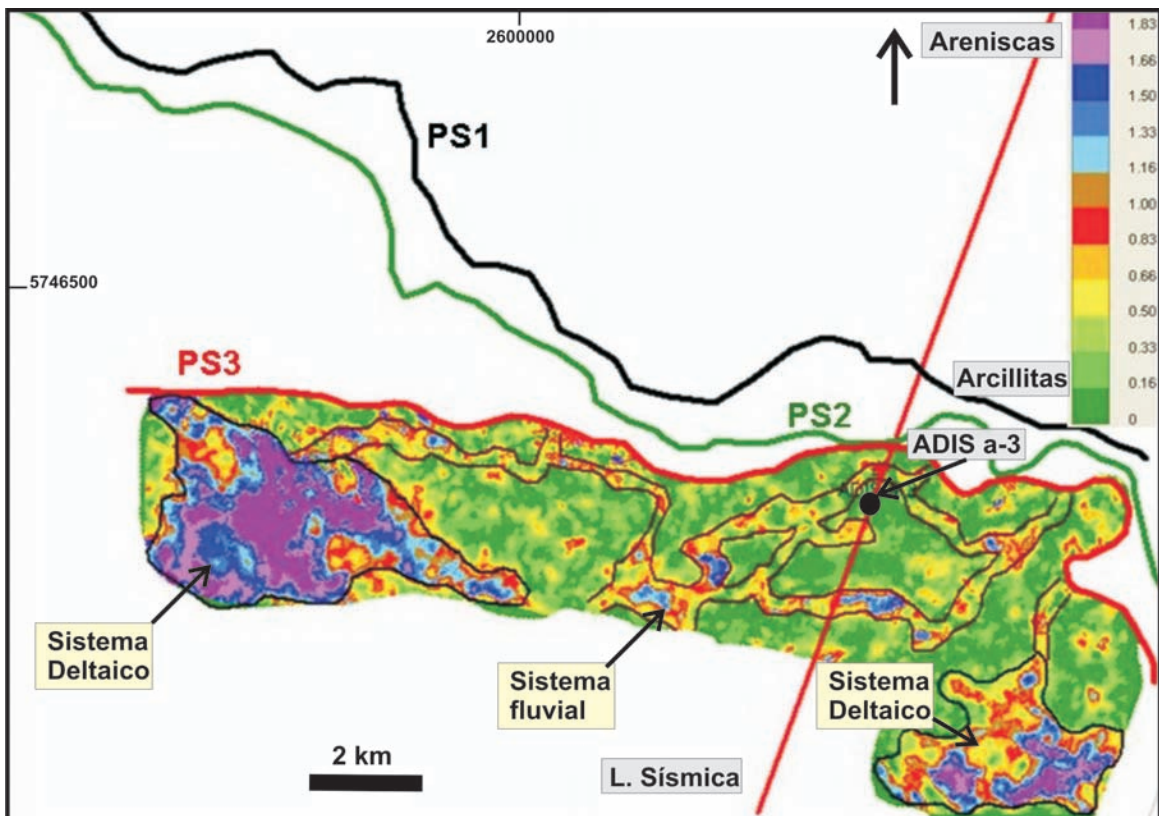


Figura 19. Extracción de cubo de porosidad del conjunto de parasecuencias PS 3. Obsérvese el desarrollo de sistemas deltaicos y fluviales. Ubicación de las Figuras 16 y 17.

## DIAGÉNESIS

Los valores de porosidad promedio de 15% y puntual de 20% y de permeabilidad de hasta 50md de los depósitos deltaicos *braided* y fluviales entrelazados del G. Cuyo Inferior en rangos de profundidad de 2900 a 3100m, constituyen una anomalía cuando se los compara con los valores promedios del G. Cuyo en el centro de cuenca y la Dorsal de Huincul (Figura 20). Estos valores corresponden en promedio a rangos de profundidades de 1800-2300 metros de profundidad (Figura 20).

A profundidades cercanas y mayores a los 3000m los reservorios clásticos del G. Cuyo poseen porosidades sensiblemente menores al 10%, perdiendo su condición de reservorio y *carrier*, inhibiendo la migración lateral de hidrocarburos del sistema Los Molles (Cruz *et al.* 2002)

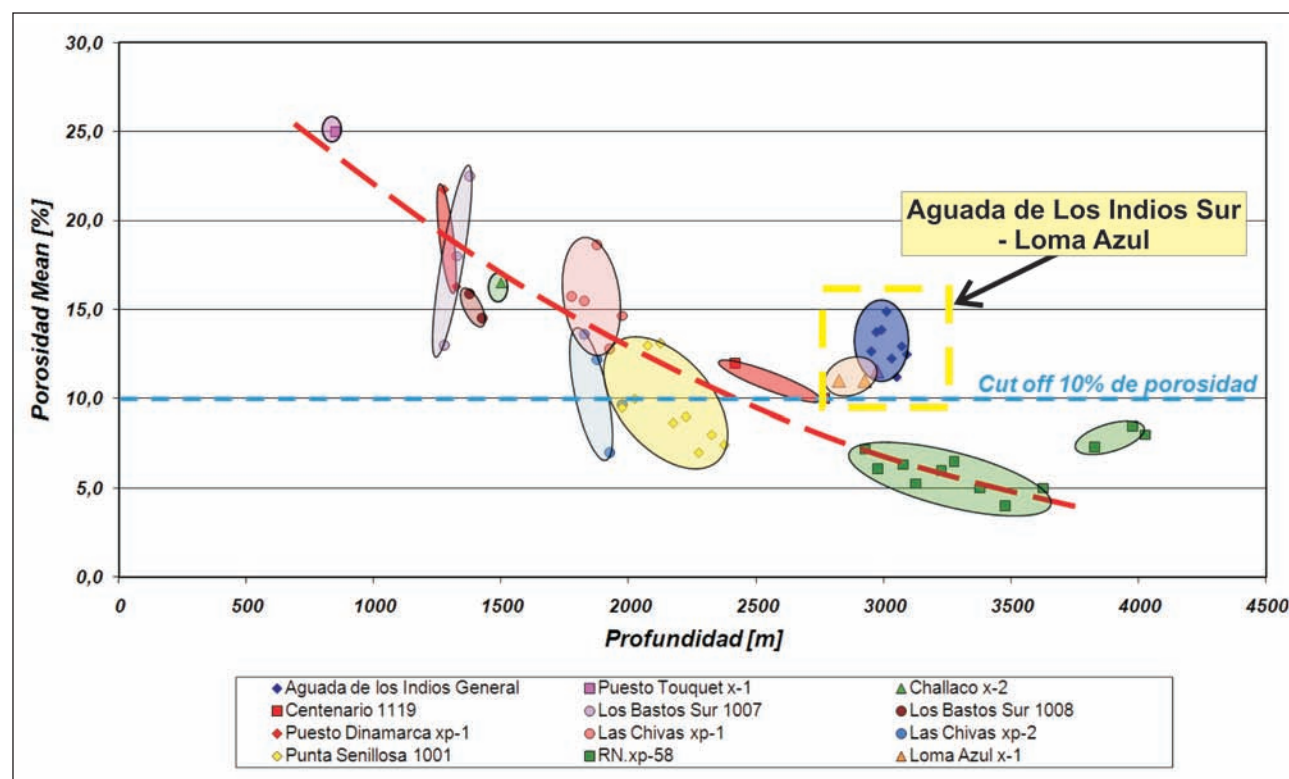


Figura 20. Diagrama porosidad vs. profundidad de los reservorios clásticos del G. Cuyo a lo largo de una transecta desde el eje de la Dorsal de Huincul hasta centro de cuenca y el borde occidental de la plataforma de Catriel en el sector de Aguada de los Indios Sur, (modificado de Gómez Omil *et al.*, 2002).

Los análisis petrográficos de los niveles clásticos del G. Cuyo Inferior permitieron identificar conglomerados (clasto y matriz sostén), areniscas conglomerádicas y areniscas, de composición líticas a liticofeldespáticas con una composición promedio de 65 – 75% de clastos, < 5% de matriz, 10 – 15% de cemento y 10 – 20 % de porosidad.

La fracción clástica corresponde aproximadamente a un 25 – 35 % de cuarzo (predominantemente monocristalino con extinción ondulosa, con escasos individuos policristalinos), 15 – 25% de feldespatos (ortosa y plagioclasas en proporciones relativas variables, con microclino e individuos de desmezcla subordinados) y 40-65 % de líticos (pastas de andesitas y riolitas, tobas devitrificadas e ignimbritas, granitos, metacuarcitas, líticos arcillosos y fangolitas. Todos ellos en proporciones relativas variables), (Aguirre *et al.* 2008).

Bajo microscopio petrográfico puede observarse en los niveles conglomerádicos clastos líticos subredondeados a redondeados, con intraclastos pelíticos. Mientras que en los niveles arenosos se

pueden observar los clastos líticos subredondeados y cuarzo - feldespáticos subangulosos a subredondeados; con selección moderada a pobre y empaquetamientos abiertos.

La fracción matriz está representada por una pseudomatriz, constituida por líticos arcillosos y arcillo-limosos deformados. Además se observa una matriz arcillosa a arcillo-limosa (de tipo infiltrada en algunos casos), con moderada a baja recristalización y moderada a baja tinción de óxidos.

La fracción cemento-reemplazos está representada predominantemente por caolinita (5 – 8%), en menor proporción por cuarzo (cristales autigénicos y crecimiento secundario), clorita, calcita, feldespato (crecimiento secundario), yeso y bitumen (Aguirre *et al.* 2008).

El sistema poral se encuentra conformado por un tamaño dominado por mesoporos (40 – 70%) y una textura poral predominante de tipo intergranular (70 – 85%).

Por medio de un estudio de MEB (Microscopía Electrónica de Barrido), además de confirmar composiciones mineralógicas de los clastos, matriz y cementos; pudo observarse la abundancia de gargantas porales, con tortuosidades moderadas a altas. También llegó a observarse una alta rugosidad de las paredes porales, un número de coordinación bajo a medio (2 – 4) y una relación diámetro poral vs. diámetro de garganta mediana (Aguirre *et al.* 2008).

Los valores de permeabilidad varían notablemente en relación al tipo de roca que se este evaluando, presentando un rango de 0,05 – 73,1mD y una correlación directa con la porosidad (Figura 21).

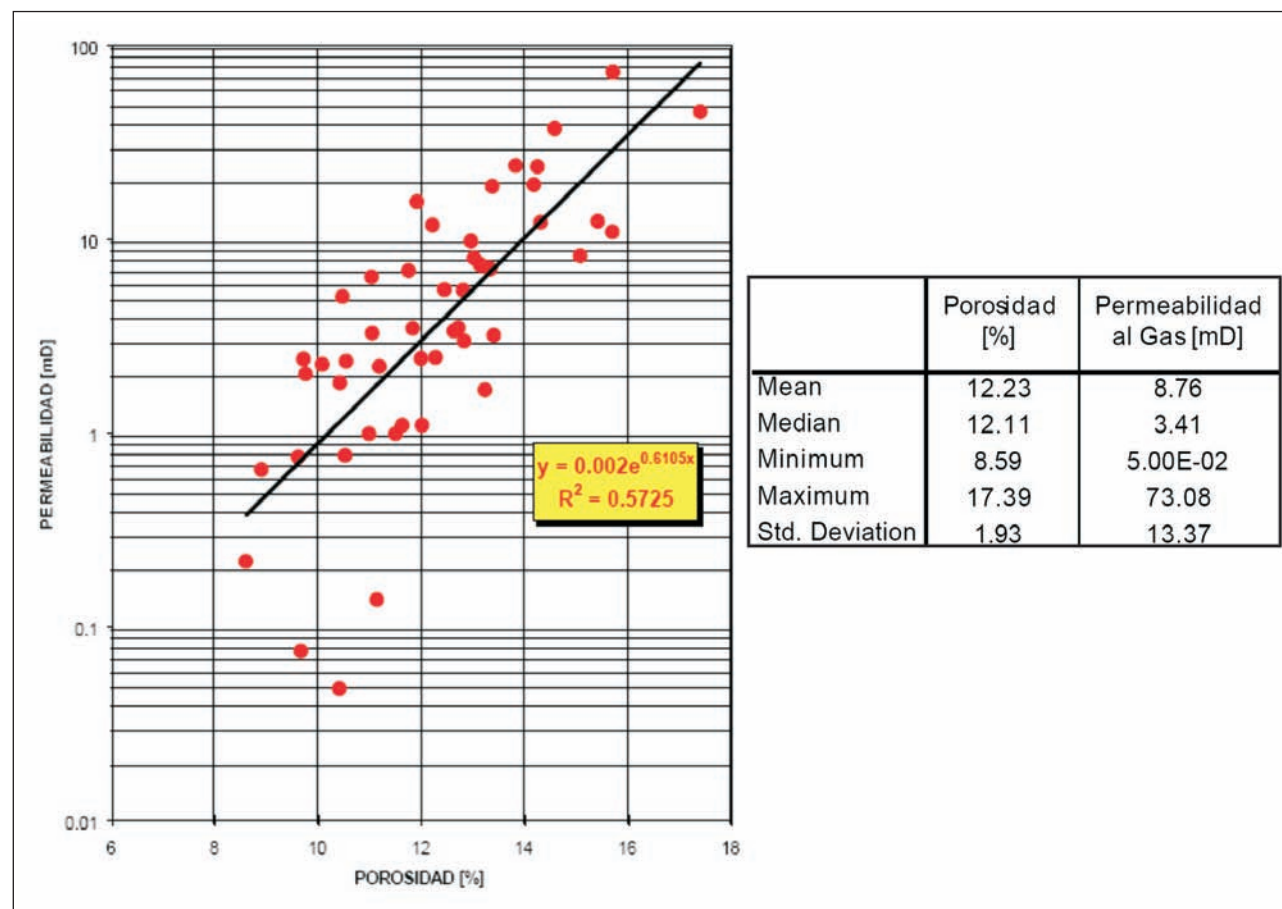
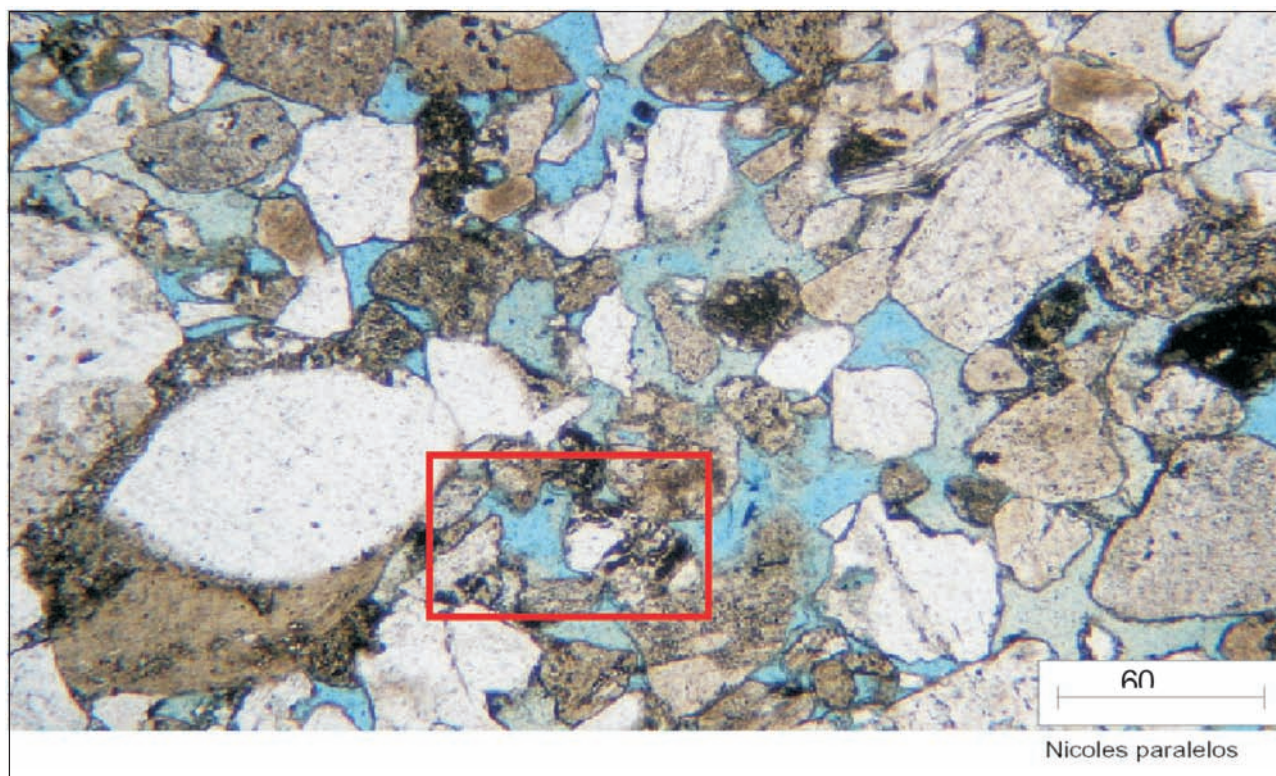


Figura 21. Diagrama porosidad vs. permeabilidad medida en *plugs* en la corona del pozo ADIS a-2 (Aguirre *et al.* 2008).

Mediante el estudio petrográfico pudo identificarse la secuencia de procesos y productos generados en la diagénesis de los niveles del Cuyano inferior del pozo ADIS.a-2, que en orden cronológico relativo son:

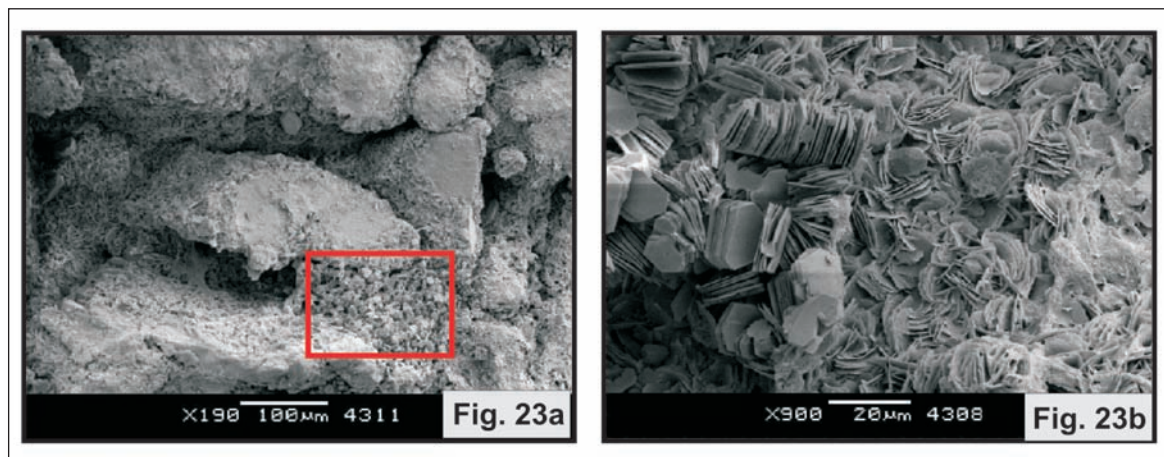
- Compactación
- Clorita
- Microcristales autigénicos de cuarzo
- Crecimiento secundario de feldespatos
- Disolución
- Caolinita
- Crecimiento secundario y cristales autigénicos de cuarzo
- Bitumen
- Yeso
- Calcita
- Compactación
- Disolución

Esta secuencia diagenética se repite en las muestras de cortes delgados estudiadas en todos los pozos del G. Cuyo Inferior, y se caracteriza por el proceso de formación de clorita como primer proceso diagenético posterior a la compactación. Este fenómeno se corroboró por medio de estudios de MEB, en los que se identificó la presencia de clorita con textura en rosetas como recubrimiento (*coating*) de los granos; el cual juega un rol por demás importante en la preservación de altos valores de porosidad a grandes profundidades. (Figuras 22 y 23).



**Figura 22. Corte petrográfico teñido con resina Epoxy azul, mostrando las características porales de una arenisca lítica-feldespática del cuyano inferior, sobre registro de testigo corona del pozo ADIS.a-2, (Aguirre *et al.* 2008).**





**Figura 23.** a) Imagen de MEB x190 mostrando el *coating* de clorita sobre los granos de una arenisca litica-feldespática (ubicada en Figuras 22); y 23 b) Imagen de MEB x900 mostrando en detalle la estructura hexagonal de las láminas de clorita sobre una pared de garganta poral (ubicada en Figura 23a), (Aguirre *et al.* 2008).

La formación de *rims* de clorita se observa frecuentemente en sedimentos de composición volcánica; donde han sido relacionados con la capacidad de disolución *in situ* del Fe presente en los detritos volcánicos y la formación por hidratación de pequeñas y delgadas capas hexagonales de clorita, alineada perpendicularmente a la superficie de los granos de sílice, hasta cubrir la totalidad de los grano. Esto inhibe el proceso de silicificación ante la falta de disponibilidad de sílice y el mismo grano de cuarzo no sirve como sitio de nucleación para el crecimiento secundario de cuarzo.

Esta importante observación fue realizada por Heald (1965) y luego documentada por Pittman *et al.*, (1968) en las *Spiro sand* de Oklahoma quienes sugieren la presencia de la capa de clorita, de cierta manera retrasa o inhibe el proceso normal de la compactación, al evitar que las superficies de contactos de los granos aumenten de tamaño por disolución por presión.

Se explicaría a partir de este fenómeno de formación de *rims* de clorita en el primer estadio de la diagénesis, las muy buenas condiciones petrofísicas del G. Cuyo Inferior en la zona de Aguada de los Indios Sur y Loma Azul al actuar como inhibidores de la compactación y cementación. Este fenómeno valida y revitaliza las hipótesis de Fernández Seveso *et al.*, (1996) que postularon la posible presencia de trampas diagenéticas en el G. Cuyo, asociadas al desarrollo de *rims* de clorita, siguiendo los modelos de acumulaciones de gas profundo de centro de cuenca estudiados por Surdan *et al.*, (1989).

Finalmente la integración de los estudios estratigráficos, sedimentológicos, sísmicos y diagenéticos corroboran la presencia de un *carrier* preferencial en el Grupo Cuyo Inferior, dado por el desarrollo de sistemas deltaicos tipo *braid*, para la migración lateral de los hidrocarburos de la F. Los Molles.

## GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO

El muestreo y análisis sistemático de muestras de petróleo y gas para estudios geoquímicos a lo largo de más de una década de actividades exploratorias y de desarrollo en el área Agua Salada y áreas aledañas ha permitido contar con una completa base de datos para analizar las características y origen de los hidrocarburos.

Las muestras de petróleos investigadas, acumulados en reservorios cuyanos con filiación Los Molles en el área de estudio provienen de los siguientes áreas/pozos, con indicación entre paréntesis de los respectivos niveles de reservorio (Figura 24):

La Jarilla – Pozo LJ-1020 (F. Punta Rosada)

La Barda Sudeste – Pozo LBSE.x-1001(F. Punta Rosada)

Aguada de los Indios – Pozo ADI.x-1 (F. Punta Rosada)

Aguada de los Indios Sur - Pozos ADIS.x-1 (F. Punta Rosada, G. Cuyo Inferior), ADIS.a-2 (G. Cuyo Inferior) y ADIS.a-3 (G. Cuyo Inferior)

Loma Azul - LA.x-1(G. Cuyo Inferior y G. pre-Cuyo)

Estos petróleos y condensados son livianos a extremadamente livianos (rango API: 36.4° a 75.5°) y registran una impronta genética típica de una roca madre marina lutítica depositada en ambiente marino moderadamente reductor a subóxico, con influencia terrígena variable pero significativa (ver detalles en Cruz *et al.* 1999; Legarreta *et al.* 1999; Cruz *et al.* 2002; Villar *et al.* 2005; Villar, 2000, 2005). La madurez térmica de estos fluidos está mayormente comprendida en la fase tardía de la ventana del petróleo en transición a condensado.

En tanto que otros dos petróleos/condensados producidos de los reservorios Sierras Blancas y Quintuco en el pozo ADIS.x-1 parecen también haber recibido contribución del patrón genético Los Molles, aunque la señal mixta de varios parámetros sugiere también aporte de Vaca Muerta.

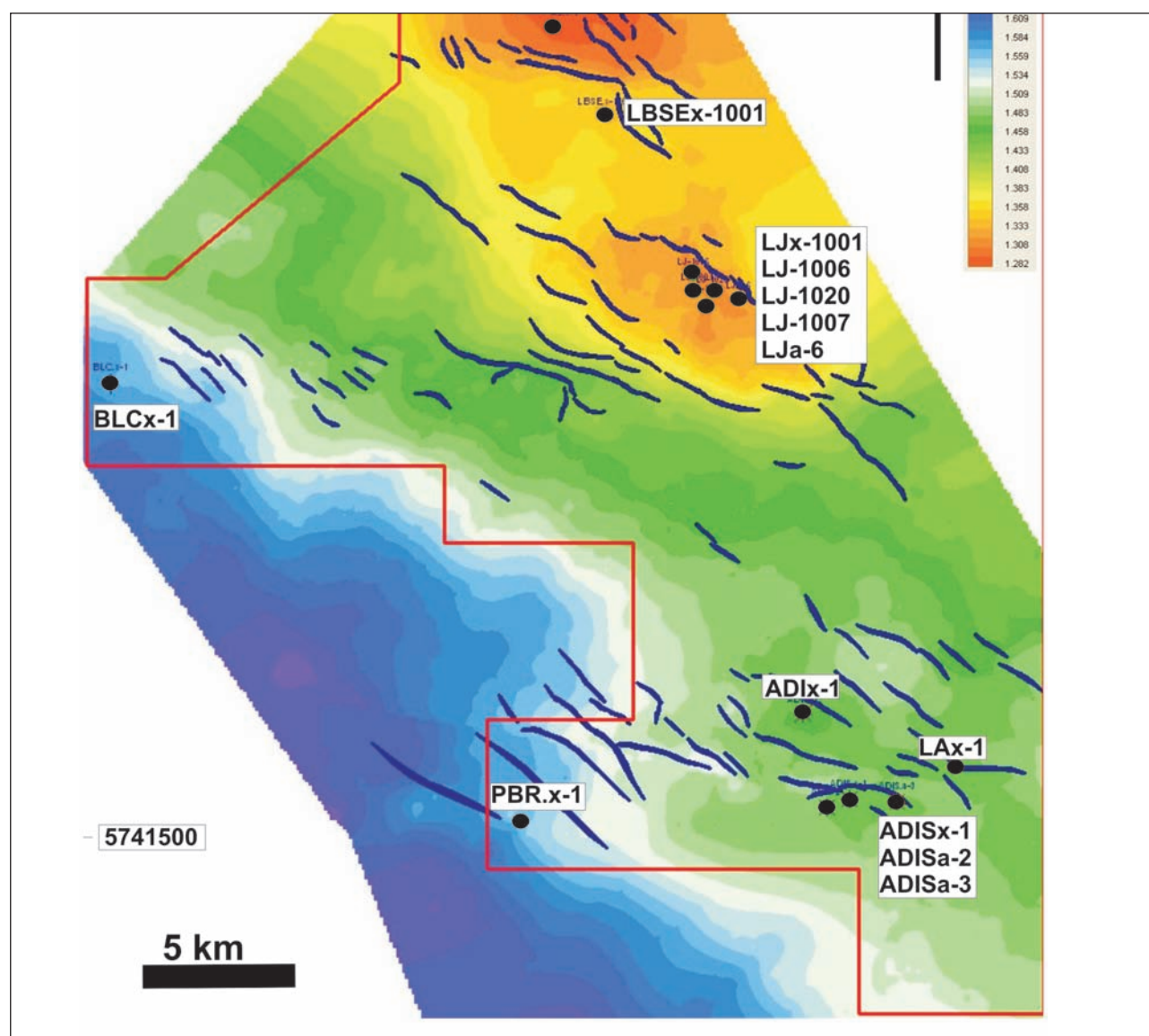


Figura 24. Mapa de ubicación de los puntos de control geoquímico en el área Agua Salada.

Los petróleos y condensados del área típicamente originada en la F. Vaca Muerta se acumulan exclusivamente en los reservorios Sierras Blancas y Loma Montosa, reconociendo las siguientes pertenencias (Figura 24):

La Barda – Pozo LB.x-1001 (varios niveles de la F. Sierras Blancas)

La Jarilla – Pozos LJ.-1001 (F. Loma Montosa), LJ-1006 (F. Sierras Blancas + Loma Montosa ?), LJ.-1007 (F. Sierras Blancas).

Agua Salada – Pozo AS.x-1 (F. Sierras Blancas)

Puesto Bravo – Pozo PBr.x-1 (F. Sierras Blancas)

Aguada Lastra Sur – Pozo ALS.x-1 (F. Sierras Blancas)

Aguada Lastra Este – Pozo ALE.x-1 (F. Loma Montosa)

Bajo Los Cajones – Pozo BLC.x-1 (F. Sierras Blancas)

El Caracol Norte – Pozo ECN.x-1001 (F. Sierras Blancas)

Se trata de petróleos y condensados medio-pesados a extremadamente livianos (rango API: 18.3° a 65.9°; PBr.x-1 alterado: 15°) generados en diferentes organofacies de Vaca Muerta, desde lutíticas cuencales térmicamente bien maduras, a variantes de plataforma con influencia carbonática y madurez moderada (ver las mismas publicaciones referidas a los petróleos de Los Molles). Ello implica distancias laterales de migración significativas para el primer tipo, contrastando con una generación local y migración restringida para el segundo tipo.

Por su parte, fuera de los petróleos con origen en Los Molles de reservorios cuyanos y de los petróleos con origen en Vaca Muerta de reservorios Sierras Blanca y Loma Montosa, existen en La Jarilla, dos acumulaciones de petróleo liviano (API: 36.8-43.9°) de Loma Montosa, específicamente en los pozos LJ-1 y LJ-1009, que presentan patrones cromatográficos e isotópicos divergentes del esperable patrón genético Vaca Muerta. De hecho, los datos resultan fuertemente compatibles con un origen relacionado a los petróleos generados en Los Molles descritos más arriba. Ambos fluidos registran *fingerprints* de biomarcadores de poca utilidad interpretativa en cuanto a identidad ya que han incorporado componentes inmaduros, típicos de sobreimpresión de reservorio, posiblemente a partir de delgados niveles pelíticos intercalados en Loma Montosa. Sobre la base de los datos disponibles, se atribuye un origen en Los Molles para estos fluidos atípicos (Figura 25). Este tipo de petróleo, exclusivo del reservorio Loma Montosa, tiene sus análogos en acumulaciones de El Medanita, es decir, en posiciones relativamente alejadas del área evaluada, particularmente en el pozo EM-2013 y en los pozos EM-varios (revisado de la familia Vaca Muerta B de Di Lena *et al.* 1989 y Villar 1998) según se anticipara tentativamente en Villar (1998), cuando no se tenía ni siquiera una aproximación a la distribución del sistema Los Molles en esta parte de la cuenca. Estos petróleos de La Jarilla y El Medanita, caracterizados por una impronta genética Los Molles y una acumulación exclusiva en el reservorio Loma Montosa, constituyen una familia cuya elucidación de *pod* generador, *timing* y emplazamiento deberá ser alcanzada con la formulación rigurosa de modelados regionales 2D y 3D.

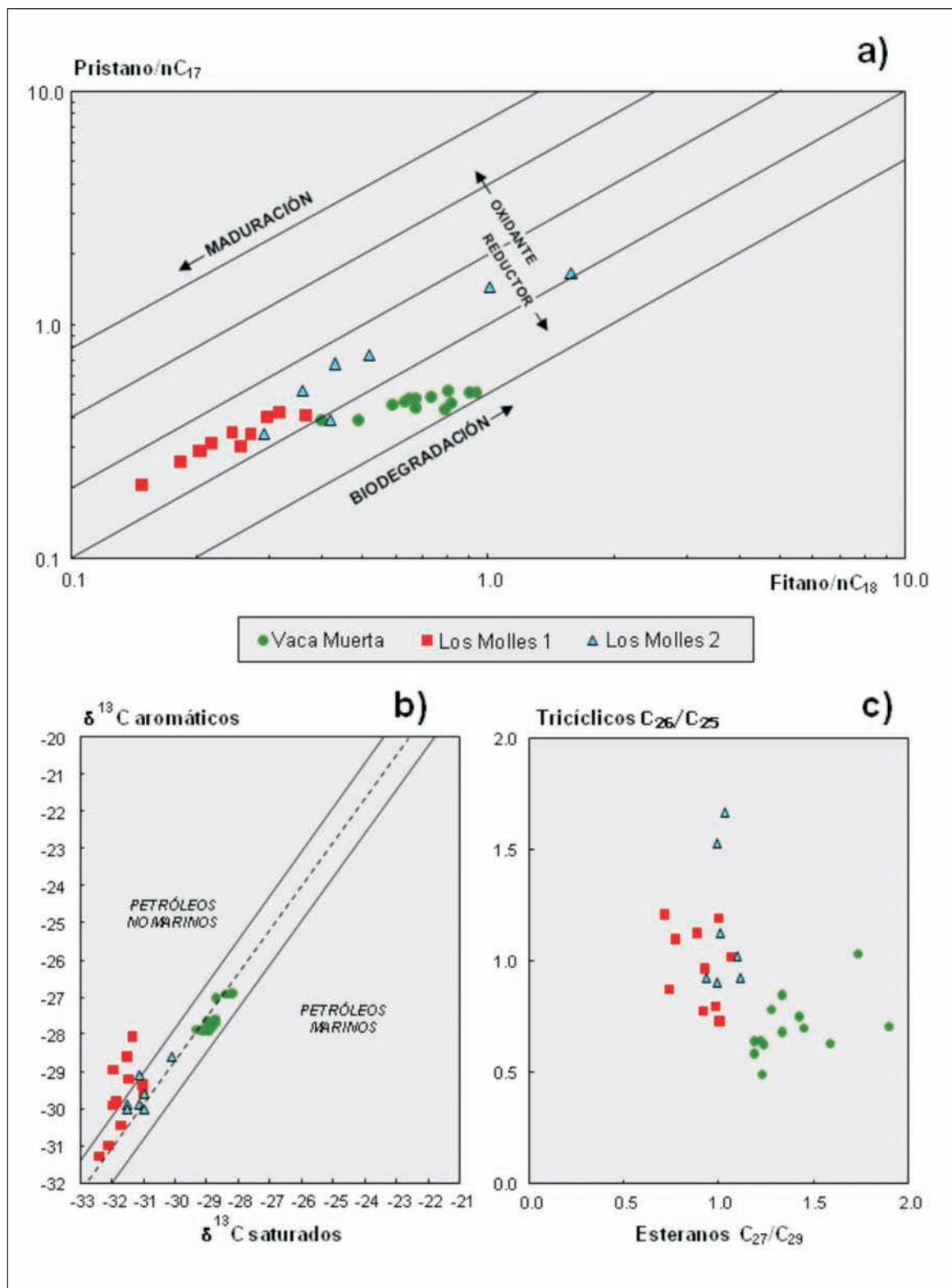


Figura 25. Discriminación geoquímica de familias de petróleos en el área de estudio. Los denominados “Vaca Muerta” representan petróleos del área Agua Salada con impronta geoquímica dominante vinculada a Vaca Muerta; los denominados “Los Molles 1” representan petróleos del área Agua Salada generados en pelitas de Los Molles y entrampados en reservorios cuyanos y pre-cuyanos; los denominados “Los Molles 2” representan petróleos del área Agua Salada y El Medanita con impronta genética dominante vinculada a Los Molles y entrampados en niveles de reservorio de Loma Montosa. a) relación pristano/ $n\text{C}_{17}$  versus fitano/ $n\text{C}_{18}$  a partir del análisis GC de petróleo entero; b) registros isotópicos de carbono de hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos saturados; c) cociente de terpanos tricíclicos  $\text{C}_{26}/\text{C}_{25}$  versus cociente de esteranos  $\text{C}_{27}/\text{C}_{29}$  a partir del análisis GCMS de hidrocarburos saturados.

Los gases evaluados, sometidos tanto a análisis de su composición molecular como isotópica de carbono (componentes C1 a C5) e hidrógeno (componente C1) se identifican como:

La Jarilla – Pozos LJ.x-1, LJ.-1001, LJ.a-6 (F. Loma Montosa)

La Barda – Pozo LB.x-1001 (F. Sierras Blancas)

Aguada de los Indios – Pozo ADI.x-1 (F. Punta Rosada)

Aguada de los Indios Sur – Pozo ADIS.x-1 (F. Loma Montosa, F. Punta Rosada y G. Cuyo Inferior), (Figura 24).

Las composiciones molares por componente y sus registros isotópicos muestran una heterogeneidad que hace pensar en múltiples fuentes y niveles de madurez térmica de los gases distribuidos a lo largo de prácticamente toda la columna (Figura 26). Muchos de los reservorios parecen haber incorporado gases de distintos eventos de maduración térmica (rango Ro equivalente ~ 0.7-2.0%) y migración, tanto desde Los Molles como desde Vaca Muerta, originando gases mezcla. Como patrón general, los gases del Cuyano están esencialmente vinculados a generación en Los Molles, mientras que los gases de Sierras Blancas y Quintuco se vinculan más frecuentemente con aportes mixtos.

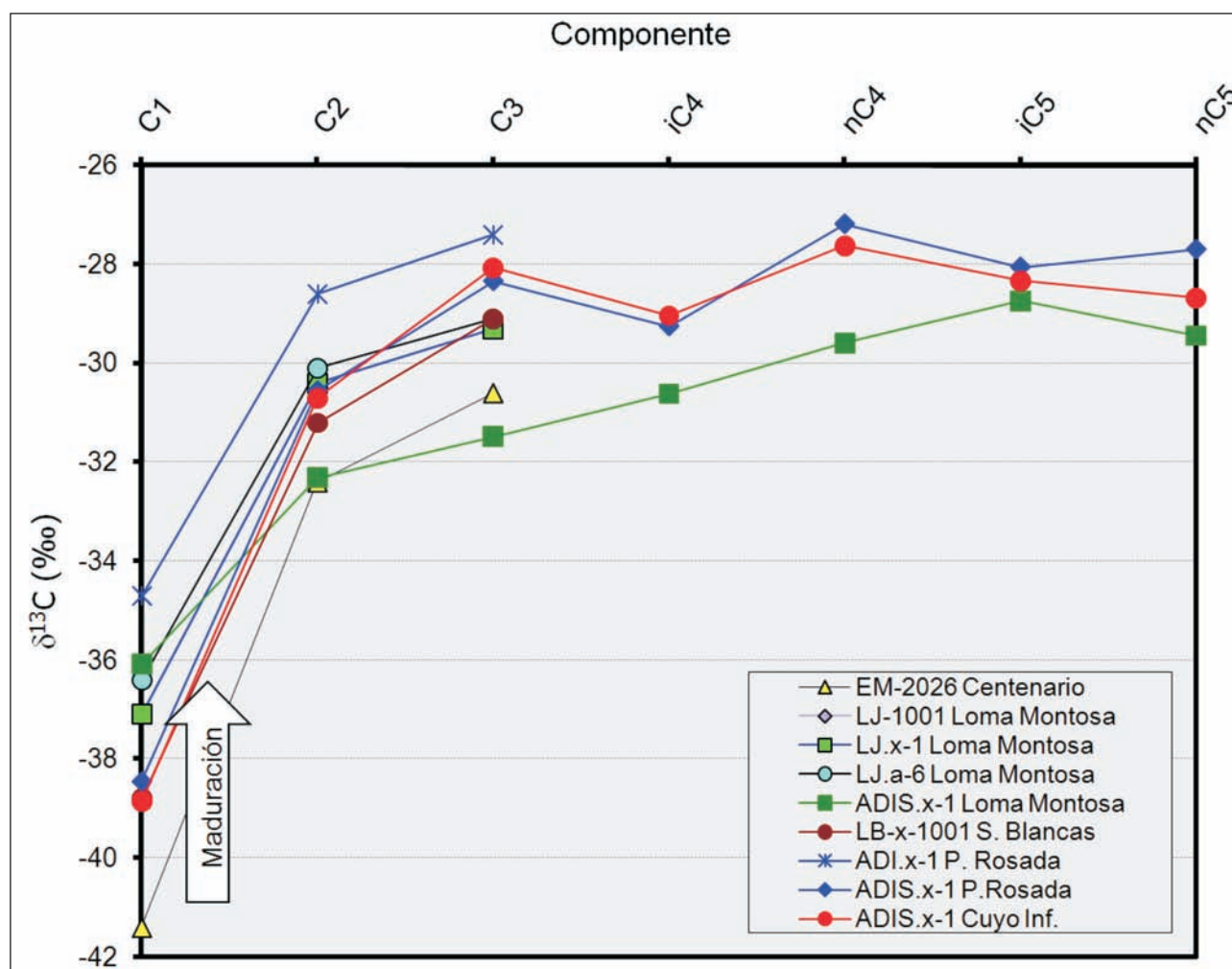
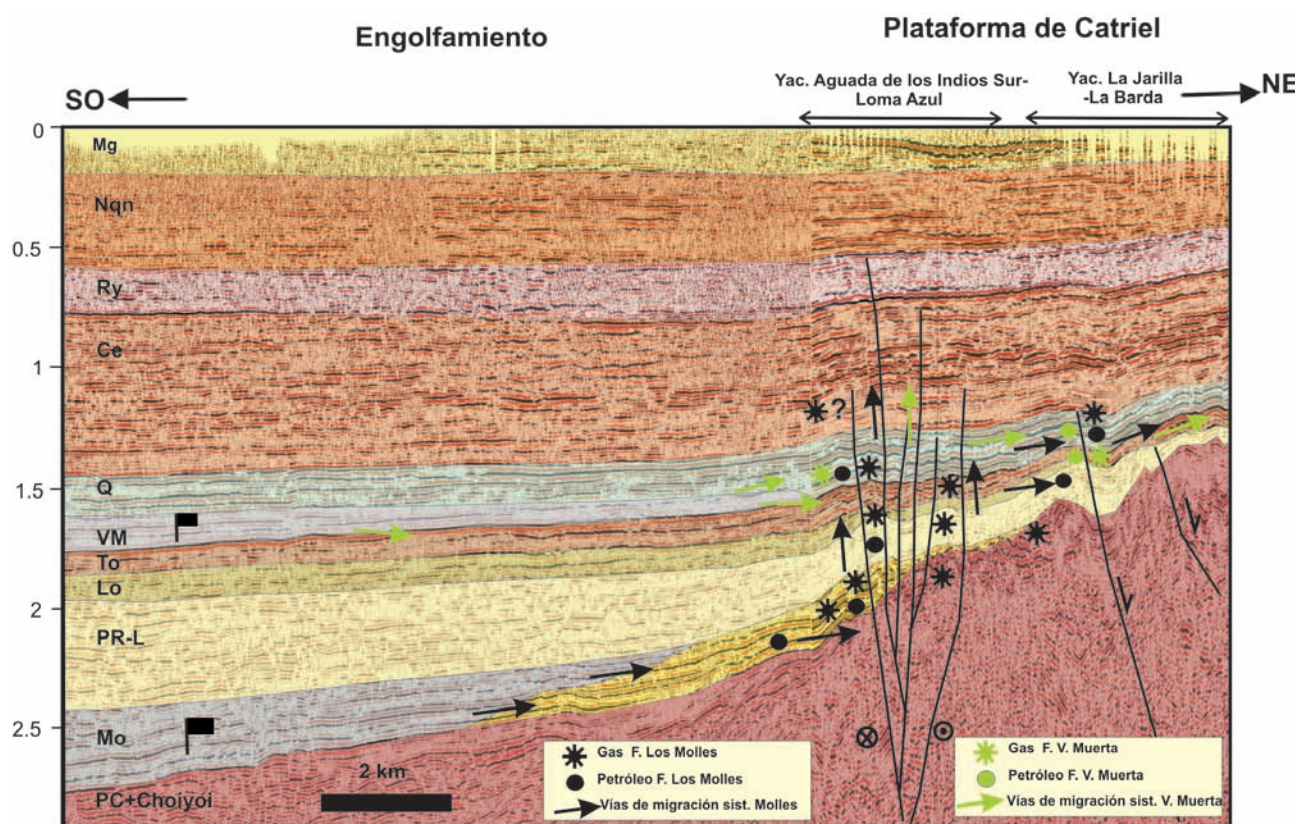


Figura 26. Improntas isotópicas de carbono en gas de reservorio del Área Agua Salada (8 muestras) y El Medanita (1 muestra).

## DISCUSIÓN

La identificación de fluidos genéticamente relacionados con pelitas de Los Molles en reservorios cuyanos y precuyanos del Área Agua Salada abre nuevas perspectivas para entender el alcance del sistema de carga.

Hasta el presente, el modelo conceptual del sistema petrolero cuyano reconoció acumulaciones significativas de petróleo, condensado y gas, vinculadas con secciones generadoras vecinas a través de sistemas de fallas como conductos de transporte vertical de hidrocarburos. Este patrón explicó satisfactoriamente la existencia de hidrocarburos en numerosas localidades del flanco norte de la Dorsal de Huincul y centro de cuenca, como Río Neuquén, Centenario, Estación Fernández Oro, Puesto Touquet, Las Chivas, Campamento, Portezuelo (Cruz *et al.* 1999, 2002; Villar *et al.* 2005), para procesos de generación que comienzan tempranamente a partir de alrededor de 130 Ma. para la base de la unidad generadora en las posiciones más profundas de esta parte de la cuenca, extendiéndose prácticamente hasta el presente en las posiciones más someras. Este amplísimo rango de estadios de maduración habilita la carga en los reservorios del área -en particular, Lajas y Punta Rosada- de un variado espectro de tipo de fluidos, desde petróleos negros y petróleo livianos a condensados y gases, más allá de la eventual contribución (?) de carga de gas en Sierras Blancas (Cruz *et al.* 2002) aún no comprobada fehacientemente.



**Figura 27. Sección sísmica mostrando los patrones de migración de los hidrocarburos de los sistemas Vaca Muerta y Los Molles entre el Engolfamiento y la transición a la plataforma de Catriel en el ámbito de Aguada de los Indios Sur y Agua Salada. Ubicación en las Figuras 4 y 7.**

La identificación de petróleos de filiación Los Molles en el ámbito de *hinge line* de la plataforma, particularmente en los reservorios Punta Rosada, Cuyo Inferior y Precuyano, del área Agua Salada remite inevitablemente a una movilización con componente lateral de dirección Oeste-Este, desde el *pod* generador hasta la trampa, en contraposición al estilo de drenaje vertical paradigmático característico de las acumulaciones del Flanco Sur, asociado al ámbito de la Dorsal de Huincul.

La evolución con el tiempo de la cocina Los Molles en posiciones de centro de cuenca (Villar *et al.* 2005) muestra un buen desarrollo ya en 112 Ma., luego de la depositación de la Formación Centenario (ver, por ejemplo, el modelado geoquímico de la posición Borde Montuoso xp-5 en Villar *et al.*, (1993).

Esta cocina evoluciona extendiéndose hacia el Este luego de la depositación del G. Rayoso (94 Ma.) y alcanza prácticamente su configuración actual a partir de los 55 Ma. luego de la depositación del G. Neuquén.

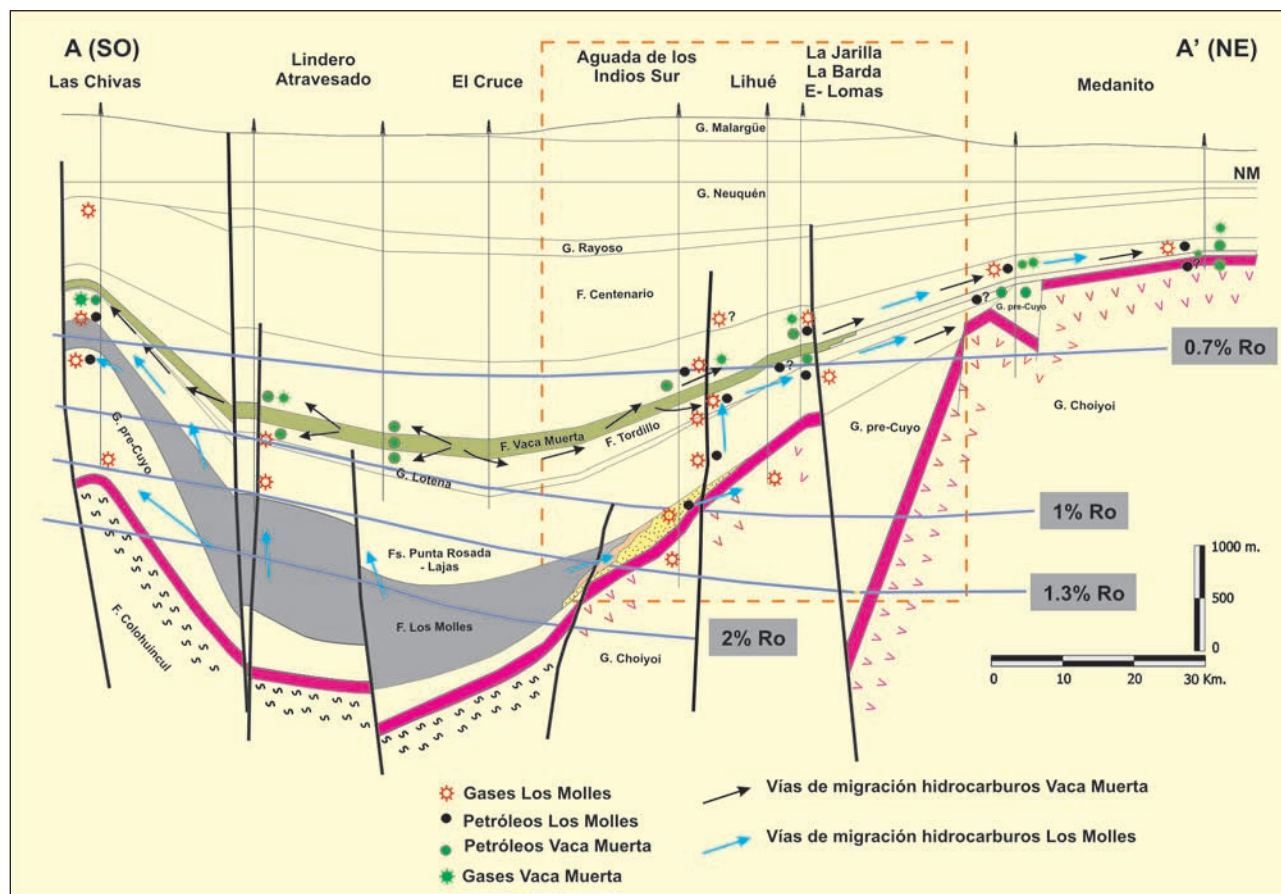


Figura 28. Sección esquemática mostrando los patrones de migración de los sistemas Vaca Muerta y Los Molles en el flanco norte de la Dorsal de Huincul, centro de cuenca y plataforma de Catriel. Nótese los patrones de migración lateral del sistema Los Molles en el flanco de la plataforma de Catriel (modificado de Cruz *et al.* 2002). Ubicación en la Figura 2.

Durante su desarrollo, la cocina Los Molles quedaría habilitada vía el modelo de las Figuras 14, 27, 28 y 29 para drenar hidrocarburos líquidos y gaseosos pendiente arriba hacia la plataforma, con entrapamiento en los reservorios cuyanos y precuyanos de Aguada de los Indios Sur, Loma Azul y La Jarilla. Ya desde los 94 Ma. la última estratificación de ese *pod* generador estaría localizado en una posición como Puesto Silva (ver modelado geoquímico en Cruz *et al.* 2002). De esta manera los hidrocarburos del sistema Los Molles evidencian migraciones laterales de hasta 20km desde el oeste de esas acumulaciones (Figuras 27, 28 y 29).

La migración lateral se habría producido a través de un sistema de *carriers* constituido por los sistemas de lóbulos de plataforma y *braid-deltas* del G. Cuyo Inferior los cuales muestran por evidencias de pozos, sísmica y modelo deposicional una continuidad regional a lo largo de la *hinge line* que constituye la transición entre el Engolfamiento y la plataforma de Catriel. Estos sistemas deltaicos tienen un desarrollo comprobado hacia el centro de cuenca de 10km y sugerido de hasta 20km (Figuras 15, 17 y 19), similares a las distancias de migración primaria calculadas.

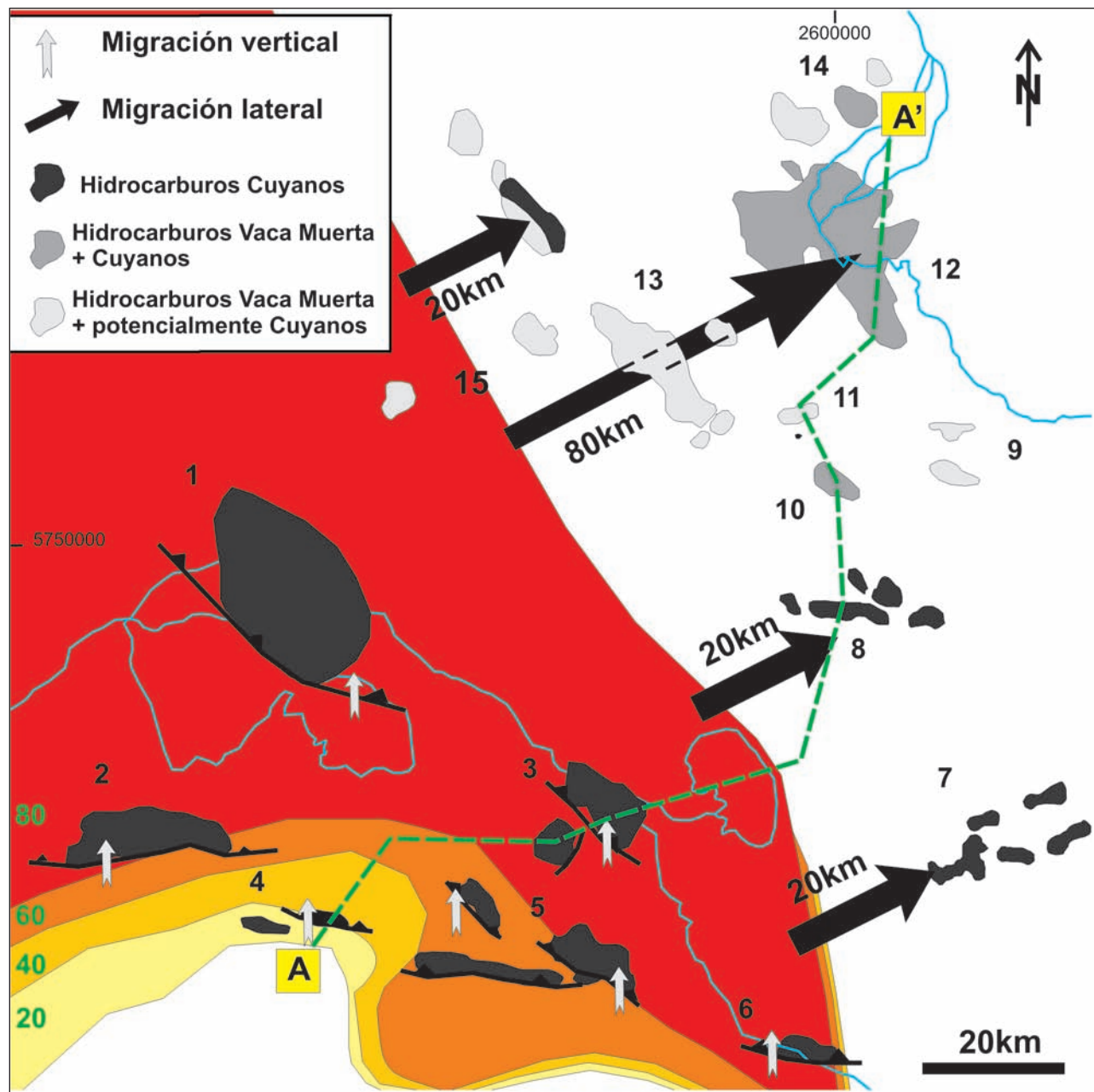


Figura 29. Mapa de tasa de transformación (80%- 60%- 40% y 20%) de las secciones generadoras de la F. Los Molles a los 55 Ma. (Modificado de Villar *et al.* 2005 y Legarreta *et al.* 2005). Principales acumulaciones de hidrocarburos cuyanos en el eje del Engolfamiento, sector centro norte de la Dorsal de Huincul y el sector central de y sur de la plataforma de Catriel; 1.-Loma La Lata, 2.-Sierra Barrosa, 3.-Rio Neuquén-Lindero Atravesado, 4.- Los Bastos Sur- Las Chivas, 5.-Centenario, El Salitral, Agua del Cajón, 6.-Estación Fernández Oro, 7.-Complejo Loma Negra- El Látigo-Loma de María, 8.- Complejo Aguada de los Indios Sur-Loma Azul, 9.- Puesto Morales Sur y Norte, 10.-La Jarilla, 11.-La Barda, 12.- El Medanita - 25 de Mayo, 13.- Complejo El Caracol - Entre Lomas – Charco Bayo- Piedras Blancas y El Santiagueño, 14.- Medianera – Barranca de los Loros- Barranca de los Loros Norte, 15.-Bajada del Palo-Borde Montuoso. Esquema de vectores de migración vertical y lateral de los hidrocarburos cuyanos (modificado de Cruz *et al.* 2002). Ubicación de la Figura 28.

La presencia de hasta un 25 % de participación de líticos y cuarzo de origen metamórfico en la composición de las areniscas y los conglomerados de los depósitos de *braided* delta, sugiere un área de drenaje de los sistemas fluviales que excedería los límites de la Cuenca Neuquina hasta la proximidades de la Sierra de Lihué Calel, alcanzando distancias de hasta 100km desde la *hinge line*. Esto es compatible con la escasa deformación de intraplaca jurásica inferior en la plataforma de Catriel que habría favorecido el desarrollo de extensos sistemas fluviales y deltaicos, en comparación con la



Dorsal de Huincul. Estos sistemas deltaicos serían el medio por el cual el sistema Los Molles habría incorporado los componentes terrígenos que caracterizan a las secciones generadoras.

Las excelentes condiciones petrofísicas de estos depósitos asociados al desarrollo de *rims* de clorita en los estadios iniciales de diagénesis, inhibiendo la compactación y cementación a lo largo de la historia de soterramiento del G. Cuyo Inferior, daría al mismo una condición de *carrier* permanente desde su depositación favoreciendo la migración temprana de hidrocarburos del sistema Los Molles (Villar *et al.* 2005), como lo sugieren las características geoquímicas de los petróleos cuyanos descubiertos en el sur del área Agua Salada. Esta migración temprana puede estimarse como un factor adicional que favoreció la preservación de la porosidad del *carrier*.

La presencia de *carriers* cuyanos de muy buena calidad en la *hinge zone* modificaría los modelos existentes de inhibición de la migración hacia la plataforma de Catriel asociados a la pobre petrofísica del G. Cuyo, planteados por Cruz *et al.*, (2002).

Los petróleos “exóticos” de Loma Montosa en La Jarilla provendrían del mismo evento, con escape hacia los términos superiores de la columna. El mismo se habría realizado preferentemente a través de los sistemas de fallas subverticales del tren estructural de Aguada de los Indios, eficientes vías de migración como lo muestra la consanguinidad de los hidrocarburos descubiertos en las Fs. Loma Montosa, Sierras Blancas, Punta Rosada, G. Cuyo Inferior y G. pre-Cuyo y la altura de más de mil metros de las columnas de hidrocarburos del G. Cuyo que caracterizan a los descubrimientos del sur de Agua Salada. La extensión del tren estructural de Aguada de los Indios y otros similares por más de 80km hasta el centro de cuenca (Figura 2) sugiere una posible participación de los mismos en los procesos de migración lateral del sistema Los Molles.

Estos hidrocarburos habrían continuado su migración a través de los *carriers* clásicos del sistema Vaca Muerta, las Fs. Sierras Blancas y Loma Montosa hasta llegar a la estructura de La Jarilla, ampliando de este modo la migración lateral hasta los 35 - 40km del *pod*.

La extensión de esta misma línea migratoria a una escala manifiestamente mayor, del orden de varias decenas de kilómetros (80km), serviría para explicar también las acumulaciones de petróleo genéticamente ligado a Los Molles en posiciones de plataforma bien distantes de la cocina, como las descritas para El Medanita, convalidando un estilo de drenaje lateral desde la cocina centro de cuenca a zonas de acumulación entre el *hinge zone* y la plataforma de Catriel (Figuras 27, 28 y 29).

Este modelo de migración lateral de los hidrocarburos cuyanos corrobora las hipótesis de migración larga basada en modelado 1D y 2D regionales y estudios de inclusiones fluidas de Rodríguez Monreal *et al.*, (2008). Estos autores estiman hasta 500BBOE de hidrocarburos generados en la F. Los Molles, en el centro de cuenca.

La eficiencia y magnitud de los volúmenes de hidrocarburos del sistema Los Molles que habrían migrado por este mecanismo hasta la plataforma de Catriel, constituye un interrogante a resolver mediante un estudio de integración de estos datos con información de otros yacimientos de la plataforma, junto con modelados 2D y 3D.

De esta forma se podría estimar qué porcentaje de los 1000 MMBOE descubiertos y a descubrir en la plataforma de Catriel, tienen su origen en el sistema Los Molles.

## CONCLUSIONES

El análisis y explicación de los descubrimientos exploratorios de Aguada de los Indios Sur – Loma Azul en el área Agua Salada ha permitido proponer un nuevo modelo de migración lateral para los

hidrocarburos del sistema Los Molles en el ámbito de la plataforma de Catriel de la Cuenca Neuquina. El mismo fue posible a partir de la integración en un único modelo de información de diversos estudios (sedimentológicos, estratigráficos, sísmicos, diagenéticos, geoquímicos, estructurales) a escala local y regional.

De este modo se pudo reconocer el desarrollo de un sistema deltaico tipo *braid*, en los depósitos clásticos del G. Cuyo Inferior asociado paleogeográficamente al *hinge line* ubicado en la zona de transición del centro de cuenca y la plataforma y las muy buenas propiedades petrofísicas de los mismos.

La integración de datos geoquímicos de los descubrimientos con la base de datos de Agua Salada y áreas aledañas permitió determinar la consanguinidad de los petróleos y su filiación con el sistema Los Molles y postular la inclusión en el mismo de una serie de petróleos anómalos diseminados en la plataforma de Catriel en reservorios tradicionalmente asociados a petróleos Vaca Muerta.

De esta manera se abre un nuevo interrogante sobre la posible presencia de petróleos del sistema Los Molles en un porcentaje a determinar dentro de la plataforma de Catriel, ampliando el dominio de distribución de los hidrocarburos cuyanos hoy localizado en el complejo de Aguada de los Indios Sur-Loma Azul.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece a Tecpetrol S.A. y Apache Energía Argentina S.R.L. por permitir la presentación del trabajo. A Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. por haber permitido la publicación de los datos geoquímicos de las muestras EM-2023 y EM-2026.

LCV S.R.L. realizó los análisis petrográficos y petrofísicos que resultaron elementos claves en la integración del modelo. Fernando Fernández Seveso brindó información y explicaciones sobre el rol de la formación de *clay rims* de clorita en la preservación de la porosidad. Marcos Asencio colaboró con la lectura crítica del manuscrito. Un especial reconocimiento a Gabriela Bustos y Pablo Kim quienes propusieron la perforación del descubrimiento de Aguada de los Indios Sur x-1, punto de partida de este trabajo.

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre C., Blanco Ibáñez, S., Ferraresi, P. y Rodríguez Schelotto, M. L. (L.C.V. S.R.L.), (2008). Estudio sedimentológico, petrográfico, diagenético, mineralógico y de MEB. TPT.RN.ADIS-2 (1a ccc) (Aguada de los Indios Sur) Grupo Cuyo Inferior. (Informe inédito LCV. SRL.).
- Arregui, C., Benotti, S. y Carbone, O. (1996). Sistemas petroleros asociados en el yacimiento de Entre Lomas, Pcia. de Neuquén. III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 1. 287-306, Buenos Aires, Argentina.
- Arregui, C., Gazzera, C., Seguí, C., Carbone, O. y Quiroga, J. (2005). Las trampas del eje Charco Bayo –El Caracol. Las trampas de hidrocarburos en las cuencas petroleras argentinas. VI Congreso de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, p. 240-60 Mar del Plata, Argentina.
- Bracaccini, C. I. (1970). Rasgos tectónicos de las acumulaciones mesozoicas en las provincias de Mendoza y Neuquén. Asociación Geológica Argentina, Revista 25: 275-284. Buenos Aires.
- Cruz, C. E., Robles, F., Sylwan, C. y Villar H. J. (1999). Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina. IV° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 177-195. Mar del Plata.
- Cruz, C. E., Boll, A., Gómez Omil, R., Martínez, E. A., Arregui, C., Gulisano, C., Laffitte, G. A. y Villar, H. J. (2002). Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga de Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina. Argentina. V Congreso de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Di Lena, J., P., Marchese, H., G. y Blocki, R. (1989). Evaluación de rocas generadoras en la Cuenca Neuquina. I Congreso de Exploración de Hidrocarburos, T I, 311-343, Mar del Plata, Argentina.
- Gómez Omil, R., Schmithalter, J., Cangini, A., Albariño, L. M. y Corsi, A. (2002). El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina. V Congreso de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A. R. y Digregorio, R. E. (1984). Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica al oeste de la provincia del Neuquén. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas v. 1, p. 236-259, Buenos Aires.
- Fernández Seveso, F., Laffitte, G. A. y Figueroa, D. (1996). Nuevos Plays Jurásicos en el Engolfamiento Neuquino. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos.
- Heald, M. T. (1965). Lithification of sandstones in West Virginia. West Virginia Geological and Economic Survey Bulletin 30, 28 p.
- Hogg, S. L. (1993). Geology and Hydrocarbon potential of Neuquen Basin. Journal of Petroleum Geology. Volume 16(4):383-396.
- Kugler, R. L. (1987). Regional petrologic variation. Jurassic and cretaceous sandstone and shale. Neuquen basin, west central Argentina. PhD. thesis, University of Texas at Austin. 524 p.
- Legarreta, L., Laffite, G. y Minniti, S. (1999). Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico – cretácicas del depocentro periandino. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 145-175, Mar del Plata.
- Legarreta, L., Villar, H. J., Laffitte, G. A., Cruz, C. E. y Vergani, G. (2005). Balance de masa enfocado a la evaluación del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas. VI Congreso de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Mar del Plata. Argentina.
- McPherson, J., Shanmugam, G. & Moiola, R. (1987). Fan-deltas and *braid-deltas*: varieties of coarse-grained deltas. Geol. Soc. Am. Bull. 99: 331-340.
- Mosquera, A. y Ramos V. A. (2005). Intraplate foreland deformation in the Neuquen embayment. V Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina (archivos electrónicos).
- Pitman, E. D. and Lumsden, D. N. (1968). Relationship between chlorite coatings on quartz grains and porosity, Spiro Sand, Oklahoma: Jour. Sed. Petrology, p.668-670.
- Rodríguez Monreal, F., Olea, G., Delpino, D., Baudino, R. y Suarez, M. (2008). Overpressured gas systems modelling in the neuquen basin center. AAPG Annual Conference & Exhibition. San Antonio, Texas (Abstracts).
- Rojas, C. (2008). Geología y consideraciones petroleras de Barda Baya, localidad de Puelén, Prov. de la Pampa. Trabajo Final de Licenciatura, inédito. FCEyN Universidad Nacional de Buenos Aires.
- Surdan, R. C., Dunn, T. L., Mac Gowan, D.B. and Heasler, H., P. (1989). Conceptual models for the prediction of porosity evolution with an example from the Frontier sandstone Bighorn basin, Wyoming. Rocky Mountain Association of Geologist.
- Urien, C. M. y Zambrano, J. J. (1994). Petroleum systems in the Neuquén basin, Argentina. En: L. Maggon and W. Dow (Eds.) The Petroleum System – from source to trap. American Association of Petroleum Geologist Memoir 60: 513-534. Tulsa.
- Vergani, G. D., Tankard, H. J., Belotti, H. J. and Welsnik, H. J. (1995). Tectonic evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In A. J. Tankard, R. Suarez Soruco and Welsnik, H. J. (eds.) Petroleum Basins of South America. AAPG Memoir v. 62, p. 383-402.

- Villar, H. J., Barcat, C., Talukdar, S. y Dow, W. (1993). Facies generadoras de hidrocarburos, correlación petróleo- roca madre y sistema petrolero en el área sudoriental del Engolfamiento Neuquino. XIII° Congreso Geológico Argentino y II° Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 382-394. Mendoza, Argentina.
- Villar, H. J. (1998). Caracterización de rocas generadoras, petróleos crudos y gases. Correlación petróleo-petróleo y petróleo-roca madre. Plataforma de Cuenca Neuquina. Bidas y Tecpetrol S.A. (informe inédito).
- Villar, H. J. (2000). Evaluación de una muestra de petróleo crudo de la F. Punta Rosada en el pozo LJ-1020, La Jarilla, Cuenca Neuquina. Tecpetrol S.A. Informe inédito.
- Villar, H. J. (2005). Evaluación de una muestra de petróleo crudo de la F. Punta Rosada en el pozo LBSEx-1, Agua Salada, Cuenca Neuquina. Tecpetrol S.A. Informe inédito.
- Villar, H. J., Legarreta, L., Cruz, C. E., Laffitte, G. A. y Vergani, G. (2005) .Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: Definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina (archivos electrónicos).
- Zavala, C., Arcuri, M. y Di Meglio M. (2008). Análisis de facies y de reservorios Grupo Cuyo Inferior. Informe Inédito. GCS-Tecpetrol.