

se continuó con el análisis de estas unidades, y varios trabajos fueron publicados en congresos nacionales e internacionales. Los conceptos y figuras que aquí se incluyen fueron recientemente presentados en la reunión del Geoscience Technology Workshop (GTW) organizada por la AAPG (junio de 2011) y en la del American Business Conference (enero de 2012), ambos eventos realizados en la ciudad de Buenos Aires.

Rocas generadoras de la Cuenca Neuquina

Hasta la fecha se han documentado cinco intervalos ricos en materia orgánica que han generado y cargado reservorios con producción comercial. Para cada uno se ilustra su distribución dentro de la cuenca, espesor, contenido de materia orgánica (COT%), tipo y calidad del querógeno y nivel de madurez térmica actual. La información que aquí se presenta resulta de la recopilación de datos aportados por diferentes investigadores durante los últimos 15 años. Para todos aquellos que desean obtener información más detallada, en la web del IAPG se encuentra subida una lista bibliográfica extensa. Por el contrario, datos tales como composición mineralógica, porosidad, permeabilidad, características mecánicas, contenido de fluidos, capacidad de absorción y otros parámetros necesarios para evaluar el potencial como reservorios

no convencionales no se incluyen en este trabajo dado que hasta la fecha no han sido dados a conocer.

El nivel generador más antiguo corresponde a facies lacustres que informalmente se conoce como "Pre-Cuyo" (Triásico Superior ?-Jurásico Inferior) y luego cuatro niveles de lutitas oscuras acumuladas en ambiente marino bajo condiciones restringidas que se las conoce como formación Los Molles (Jurásico Inferior), formación Vaca Muerta (Jurásico Superior), formación Agrio Inferior y, por último, la formación Agrio Superior (Hauteriviano). Sus posiciones estratigráficas y distribución en la cuenca se ilustran en la figura 1. Las facies generadoras del "Pre-Cuyo" muestran escasa distribución areal asociadas con hemigrábenes aislados, mientras que las vinculadas con las formaciones Los Molles y Vaca Muerta son las que cubren la mayor extensión. Los niveles generadores de la formación Agrio (Inferior y Superior) están más desarrollados en el noroeste del Neuquén y sur de Mendoza (figura 1). De acuerdo con su distribución, estas unidades permanecen poco afectadas por deformación en el ambiente del Engolfamiento mientras que en la zona de la Dorsal de Huincul y en la faja plegada occidental, participan en estructuras que involucran bloques de basamento o constituyen un elemento clave de la deformación de piel delgada al formar parte de los niveles de despegue.

La posición estratigráfica de las rocas madre, su relación con los reservorios convencionales, sellos y el nivel de maduración térmica regional son ilustrados en la

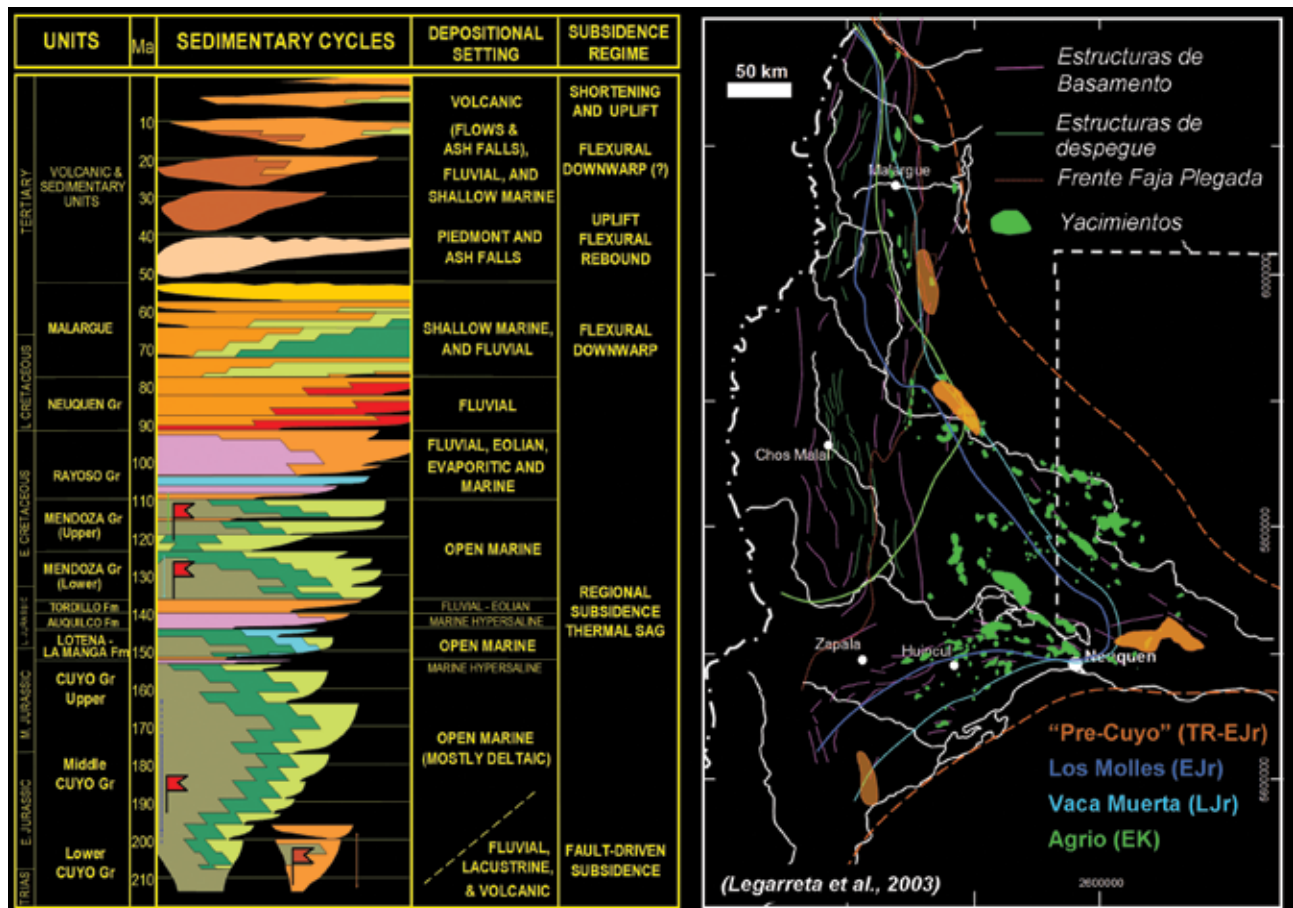


Figura 1. Carta cronoestratigráfica generalizada para la Cuenca Neuquina con la ubicación estratigráfica de las rocas madre. A la derecha, mapa que muestra la distribución de cada roca madre, los principales ejes estructurales y los yacimientos de petróleo y gas.

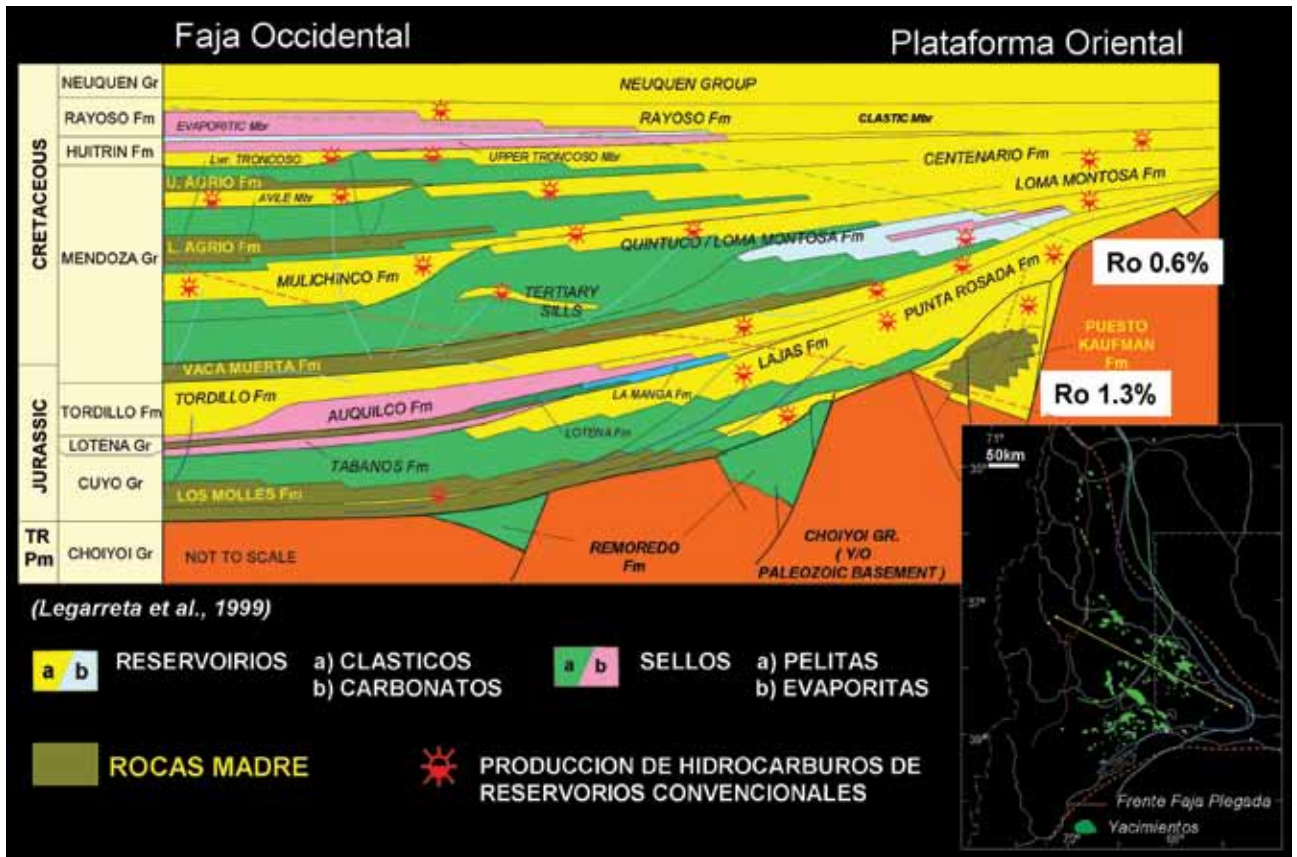


Figura 2. Corte estratigráfico esquemático que ilustra la distribución de facies generadoras, reservorios y sellos. Además, el nivel regional de maduración y las posibles relaciones entre los hidrocarburos generados por cada roca madre y los reservorios productivos.

figura 2. Dada su ubicación dentro de la columna estratigráfica, la formación Los Molles es la que se encuentra hoy en día más afectada por un alto nivel de madurez. Posiblemente, de existir rocas generadoras dentro de he-

migrábenes del Triásico-Jurásico en posiciones internas y profundas de la cuenca, su madurez térmica sería mucho mayor de lo que se conoce actualmente. Por otro lado, como consecuencia de que los niveles ricos en materia or-

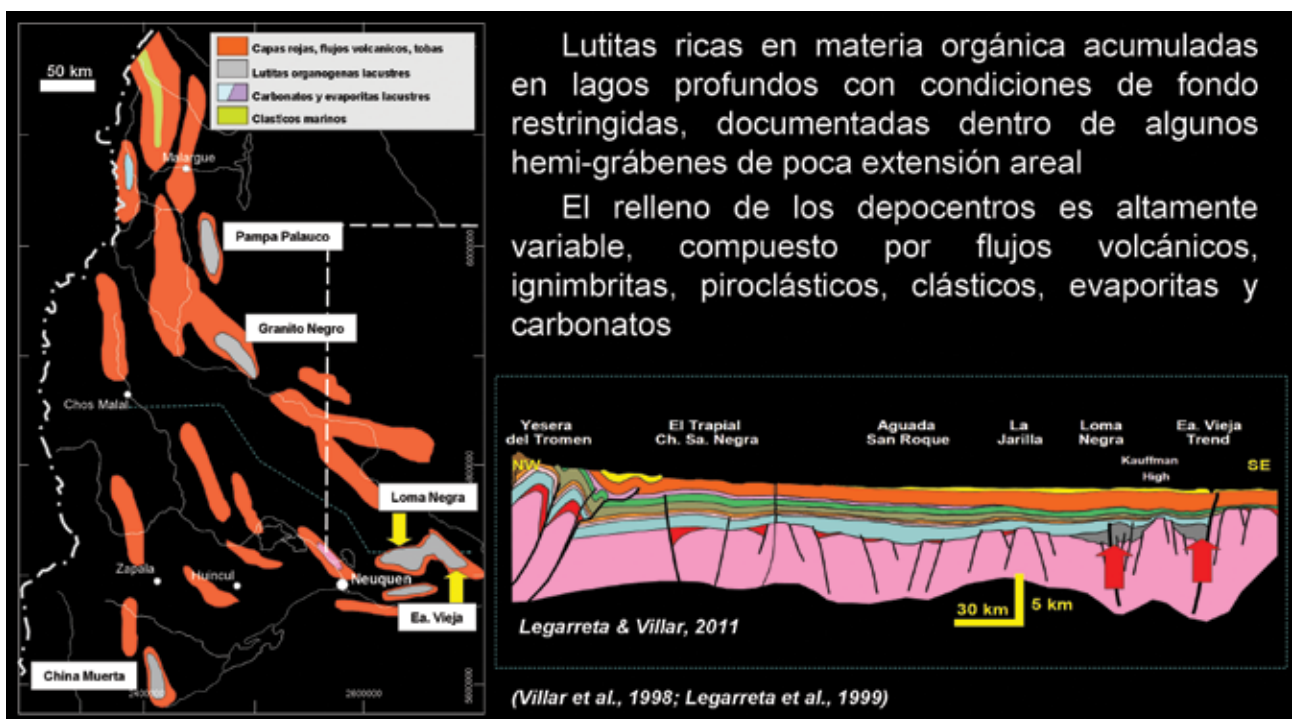


Figura 3. Distribución y principales facies que rellenan los depocentros del denominado "Pre-Cuyo" y corte estructural que ilustra la posición de los hemigrábenes tectónicamente invertidos.

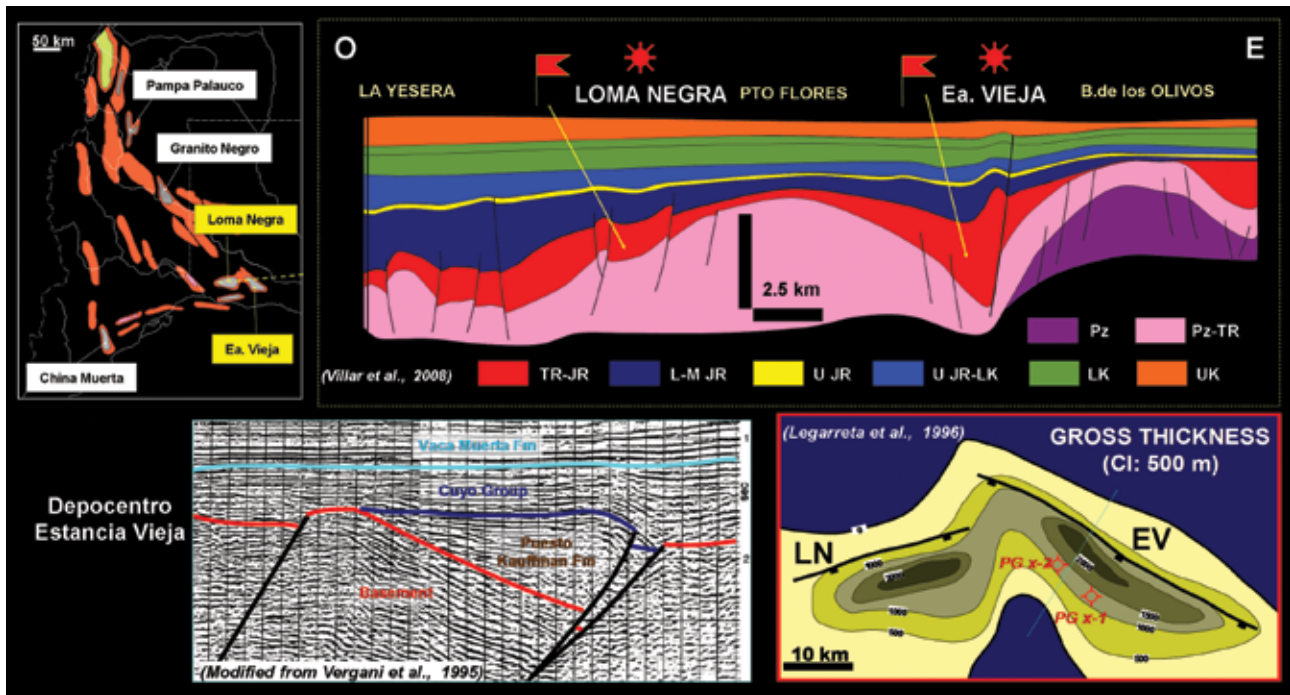


Figura 4. Corte estructural, línea sísmica y mapa de espesor de los hemigrábenes de Estancia Vieja y Loma Negra.

gánica de la formación Agrio se encuentran desarrollados en el noroeste de la provincia del Neuquén, quedan involucrados con la faja plegada y gran parte de ellos resultan expuestos, o bien, eliminados por erosión posterior al ascenso tectónico de esta faja occidental (figuras 1 y 2).

“Pre-Cuyo” (Triásico Superior? - Jurásico Inferior)

La distribución y características de la sucesión conocida como “Pre-Cuyo” se basan en afloramientos, pozos y líneas sísmicas. No obstante, en varios sectores de la cuenca sólo se puede detectar su presencia por medio de información sísmica sin que hasta ahora se conozcan las características de su relleno. De todos ellos, en Palauco, Granito Negro, Estancia Vieja, Loma Negra y China Muerta, se ha confirmado la presencia de lutitas oscuras lacustres y, salvo el último de los mencionados, todos tienen producción comercial de hidrocarburos generados a partir de esas rocas madre (figura 3).

La facies rica en materia orgánica se acumuló en lagos profundos, y condiciones de fondo restringidas, localizados dentro de hemigrábenes extensionales arealmente limitados, desarrollados durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano. Además de las facies finas, el relleno de estos depocentros se caracteriza por una espesa sucesión de flujos volcánicos, ignimbritas, piroclásticos y clásticos. Localmente, se han detectado también evaporitas y carbonatos. La composición de las facies cambia de un hemigraben a otro e internamente muestra alta heterogeneidad lateral. El espesor puede variar de escasas decenas de metros hasta más de 1.000 m.

En el extremo suroriental del Engolfamiento Neuquino, esta sucesión es conocida como formación Puesto Kauffman. Los hemigrábenes de Estancia Vieja y Loma Negra fueron tectónicamente invertidos y son productores de petróleo (figura 4). La acumulación de las

lutitas generadoras tuvo lugar en cuerpos de agua lacustre salino-carbonática bajo condiciones de clima semiárido (Estancia Vieja), o bien de agua dulce a salobre (Loma Negra). Al sur de Mendoza, en la estructura de Palauco (figura 5), también resultante de inversión tectónica, numerosos pozos han penetrado y producen hidrocarburos generados a partir de facies lacustres con alto contenido de materia orgánica y que están en un nivel de maduración dentro de la ventana de petróleo. Más al Sur, dentro del hemigraben de Granito Negro, se ha detectado petróleo generado a partir de facies lacustres ricas en materia orgánica, intercaladas con flujos lávicos y capas volcánicas (figura 5).

Las facies lacustres conocidas del “Pre-Cuyo” presentan, en general, alto contenido de materia orgánica que oscila entre 2% y 11% de COT y se las califica como rocas madre de hidrocarburos de alta calidad, con valores de índice de hidrógeno que pueden llegar a 900 mg HC/g COT (figura 6). Contienen querógeno de tipo I a I/III, proclive a generar hidrocarburos líquidos, con predominio de material amorfo, presencia ocasional de algas coloniales del tipo *Botryococcus* (Loma Negra) y restos variables, en general subordinados, de vegetales terrestres. Los datos disponibles indican que el nivel de maduración térmica de esta facies generadora se encuentra dentro de la ventana de petróleo; no obstante, hemigrábenes que se encuentran bajo mayor soterramiento, o bien, en posiciones más profundas dentro de los ya conocidos, podrían estar afectados por una madurez mayor (figura 7).

Formación Los Molles (Jurásico Inferior - Medio)

A partir del Jurásico Temprano, gran parte de la cuenca fue inundada por aguas oceánicas a través del borde de la placa Pacífico que trajo aparejada la implantación de

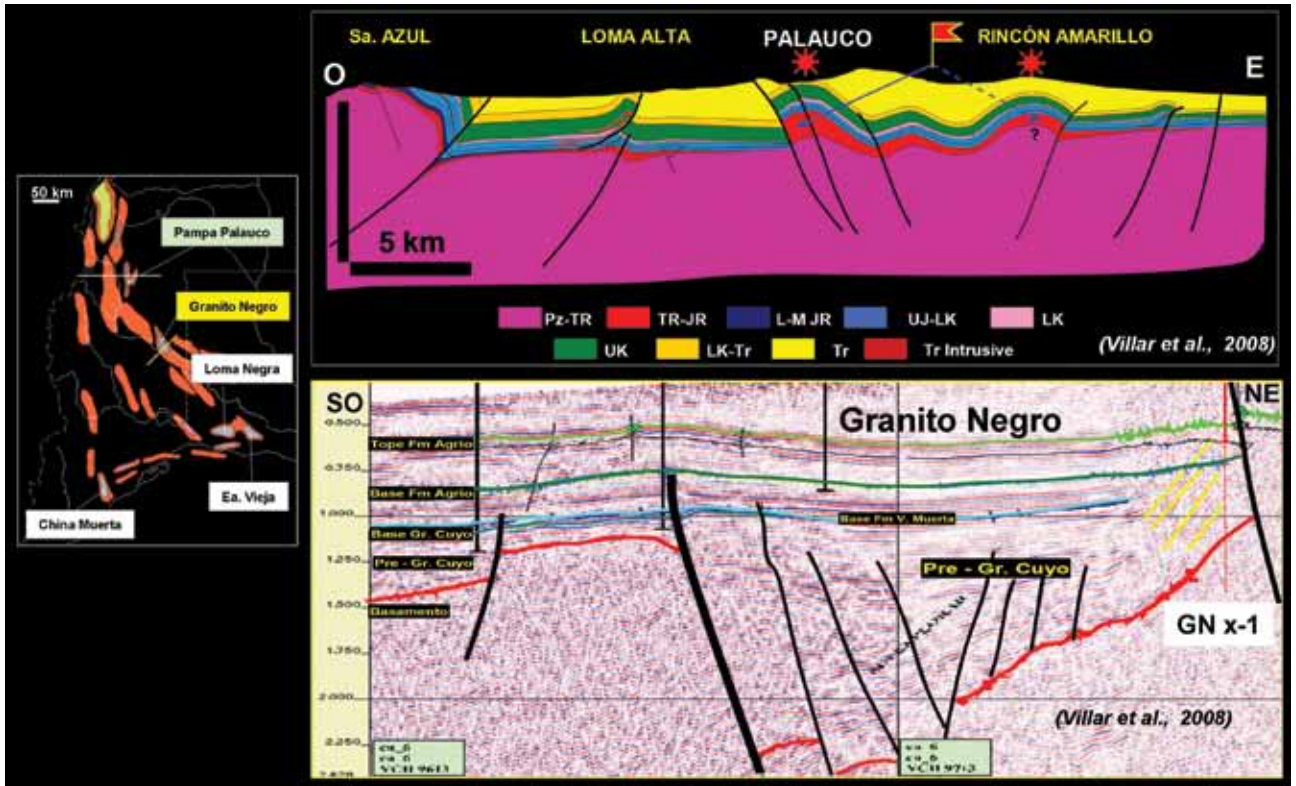


Figura 5. Corte estructural que ilustra la ubicación del depocentro y yacimiento de Palauco (arriba) y línea sísmica que muestra las características del hemigraben de Granito Negro en el extremo sur de Mendoza (abajo).

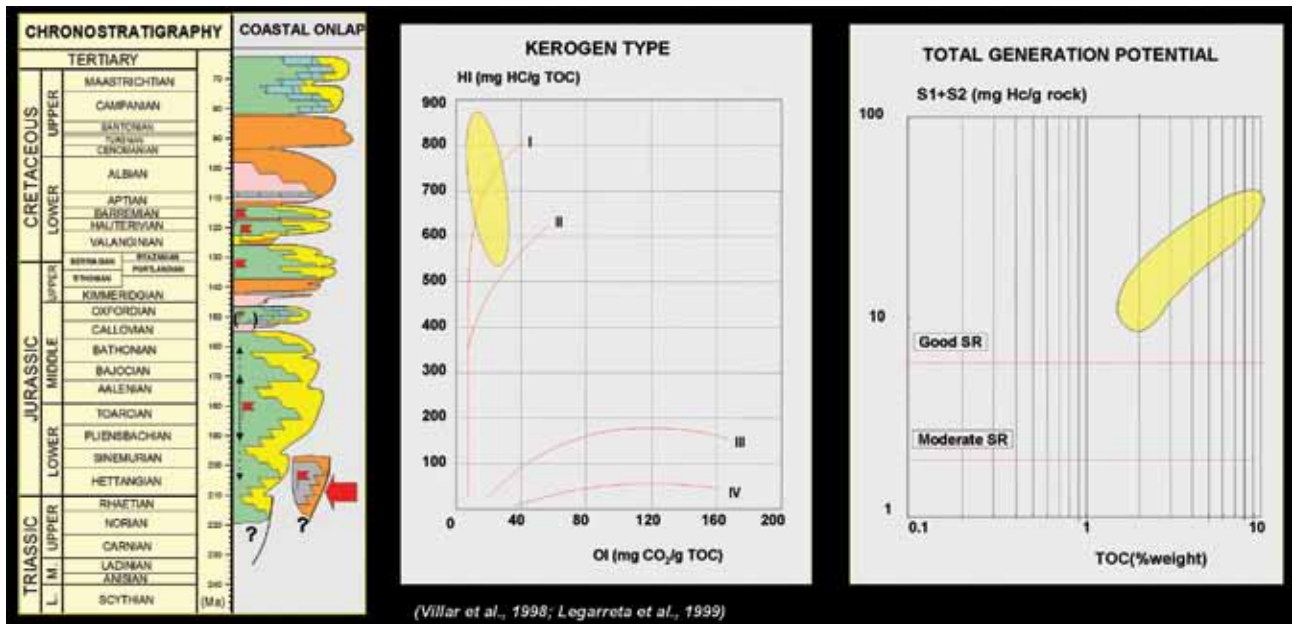


Figura 6. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora del "Pre-Cuyo".

condiciones marinas de aguas relativamente profundas y fondos moderadamente reductores a disóxicos donde se acumuló una potente sucesión de lutitas oscuras ricas en materia orgánica (figura 8). Estas lutitas están lateralmente relacionadas con facies deltaicas y fluviales y, localmente, con depósitos clásticos gruesos de aguas profundas que en conjunto conforman el denominado Grupo Cuyo.

Este intervalo generador cambia lateralmente tanto de espesor, desde decenas de metros hasta más de 800, como también en sus características litológicas y geoquímicas, lo cual es particularmente notorio en el ambiente de la Dorsal de Huincul (figura 9). La sísmica 3D y numerosos pozos muestran cómo esta unidad está afectada por la topografía del sustrato, de manera que pueden detectarse zonas espesas en coincidencia con antiguos hemigrábenes, muy cer-

canas a otras posiciones donde la columna es más delgada o condensada. La fuerte heterogeneidad de la topografía submarina tuvo efecto sobre la dispersión de los flujos clásicos, el movimiento de las corrientes y sobre las condiciones del fondo, de manera que es de esperar que dentro de la unidad identificada como formación Los Molles existan cuerpos donde el contenido y características de la materia orgánica presenten cambios de importancia. De la misma forma, la evolución tectono-sedimentaria de este sector de la cuenca, además de haber controlado la distribución de facies, jugó un papel clave en las historia de maduración de la facies generadora (figura 10).

La roca madre de Los Molles presenta un contenido de materia orgánica que oscila entre 1% y 5%. Localmente puede alcanzar hasta 9%. Dado el nivel de alta madurez

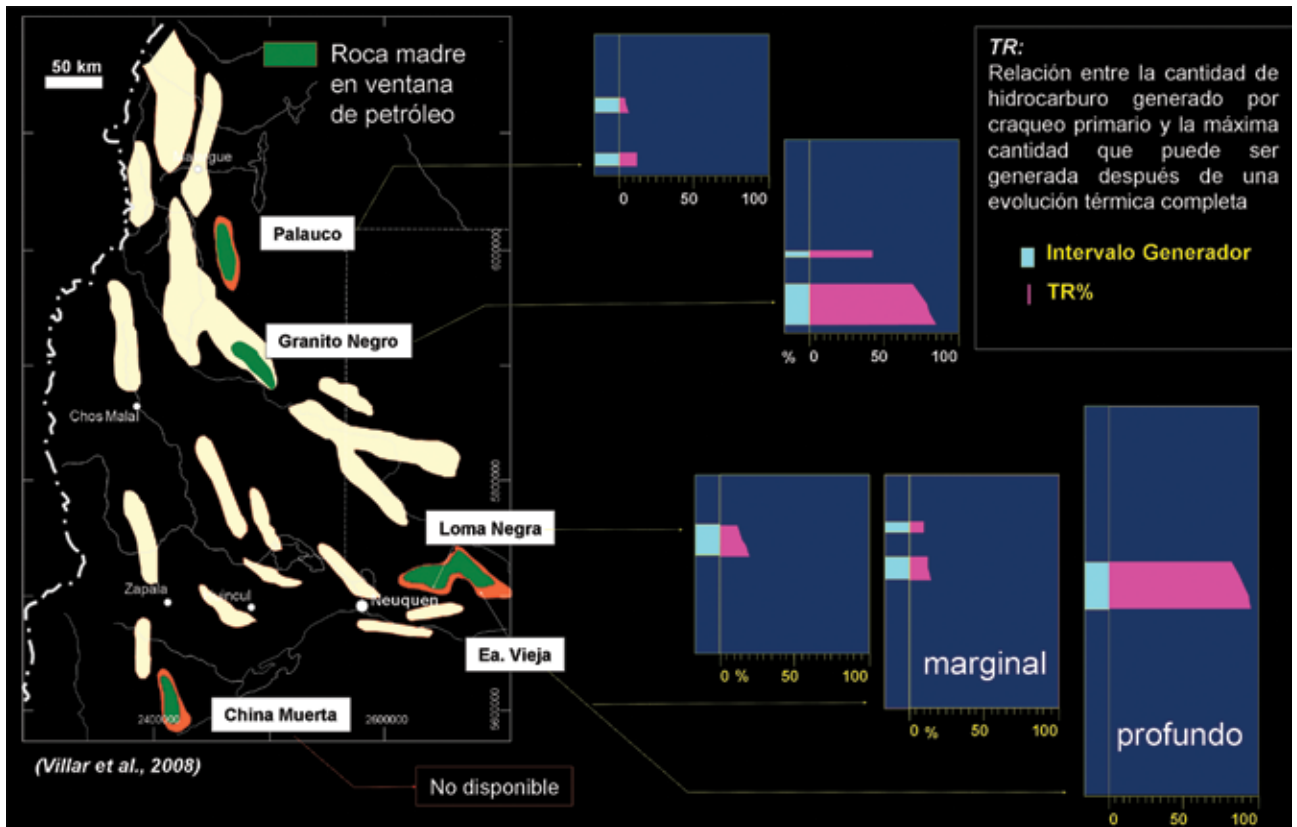


Figura 7. Tasa de transformación y nivel de maduración de la roca generadora del "Pre-Cuyo".

térmica, se asume que los valores originales de COT debieron ser, de manera generalizada, mucho más altos. Se caracteriza por un tipo de querógeno II-III con material algáceo-amorfo y variable participación de elementos terrestres (figura 11), con capacidad de generación de petróleo parafínico liviano y condensado. No obstante,

el gas es el principal hidrocarburo generado, dado que gran parte de esta roca madre se encuentra afectada por un elevado estrés térmico, más allá de una faja delgada circundante que permanece dentro de la ventana de petróleo (figura 12). A lo largo de la Dorsal de Huincul, la presencia de depocentros aislados y altofondos y su pos-

Figura 8. Mapa paleogeográfico de la sección basal del Grupo Cuyo, posición de la formación Los Molles en corte estructural entre yacimiento El Sauce (SO) y Blanco de los Olivos (NE). Línea sísmica que ilustra la ubicación de la formación Los Molles.

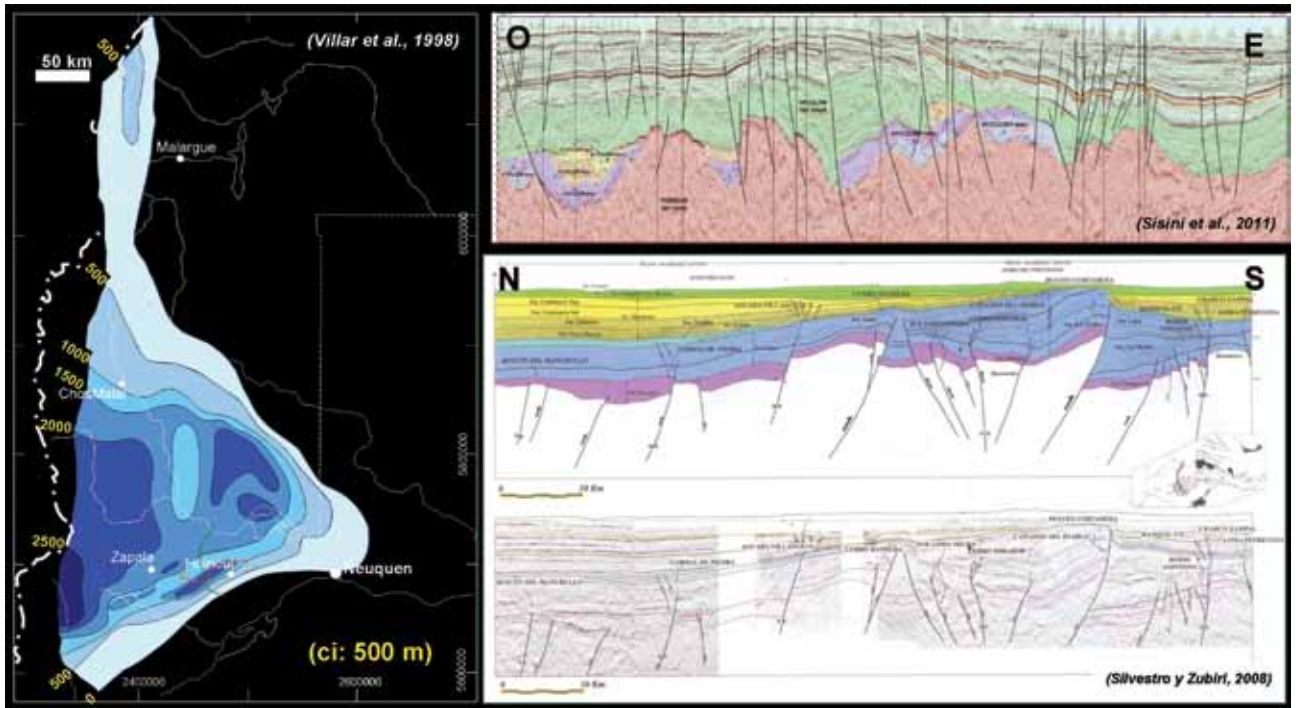


Figura 9. Mapa de espesor de la formación Los Molles y línea sísmica y corte estructural a lo largo de la zona de la Dorsal de Huincul, que muestra la complejidad de la geometría del sustrato y las facies marinas del Grupo Cuyo y de sus facies generadoras (formación Los Molles).

terior evolución afectaron el nivel de maduración térmica y el tipo de hidrocarburos generados, los cuales muestran fuertes variaciones laterales en corta distancia. Sobre el flanco oriental de la cuenca, la información de dominio público es escasa como para efectuar un análisis detallado. Por otro lado, a lo largo de la faja plegada occidental, esta unidad estuvo soterrada a gran profundidad, involucrada dentro de una deformación estructural relativamente compleja y afectada por la presencia de numerosos cuerpos intrusivos mayormente terciarios (*stocks*, filones capa y diques).

Formación Vaca Muerta o “Margas Bituminosas” (Jurásico Superior)

Durante el Jurásico Superior tuvo lugar una marcada inundación marina que mantuvo gran parte de la cuenca de trasarco del Neuquén bajo condiciones hambrientas y de fondo restringido y anóxico, favorables para la acumulación y preservación orgánica. Las primeras secuencias depositacionales desarrollaron sus facies de litorales y de plataforma circunscriptas a una faja relativamente angosta, mientras que en un extenso interior de cuenca se acu-

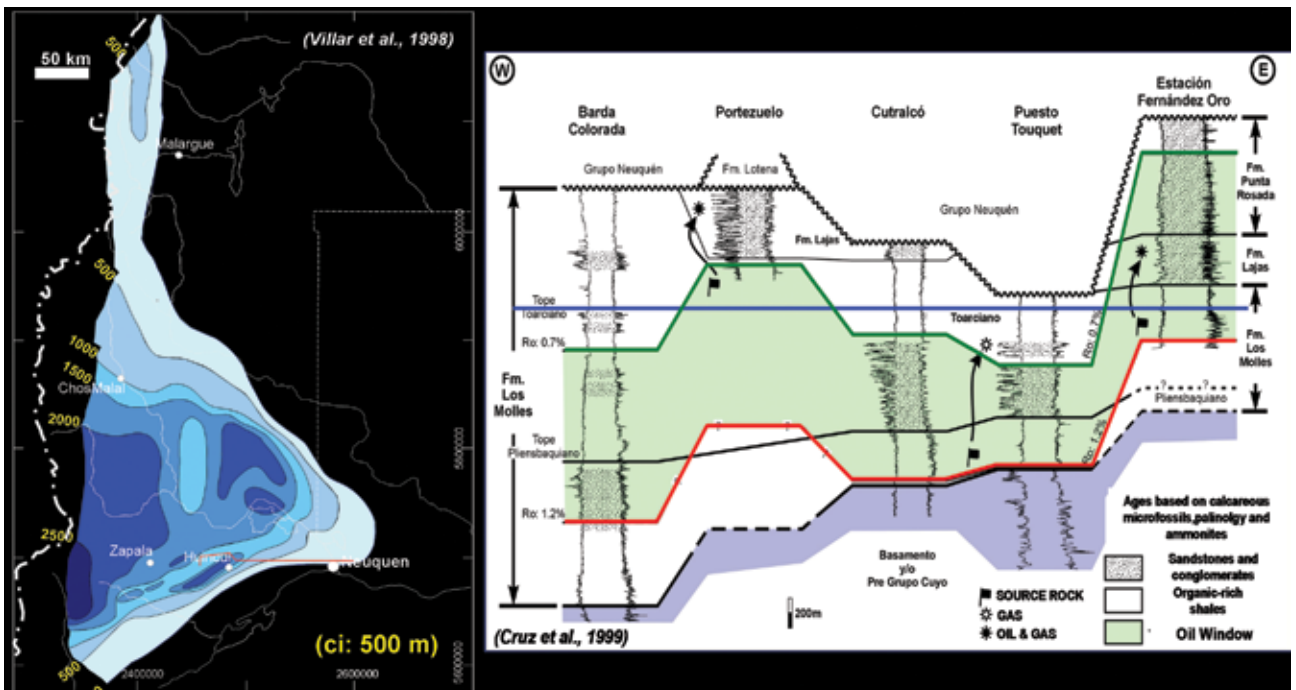


Figura 10. Mapa de espesor de la formación Los Molles y corte estratigráfico en zona de Dorsal que ilustra las fuertes variaciones de espesor, facies y maduración térmica.

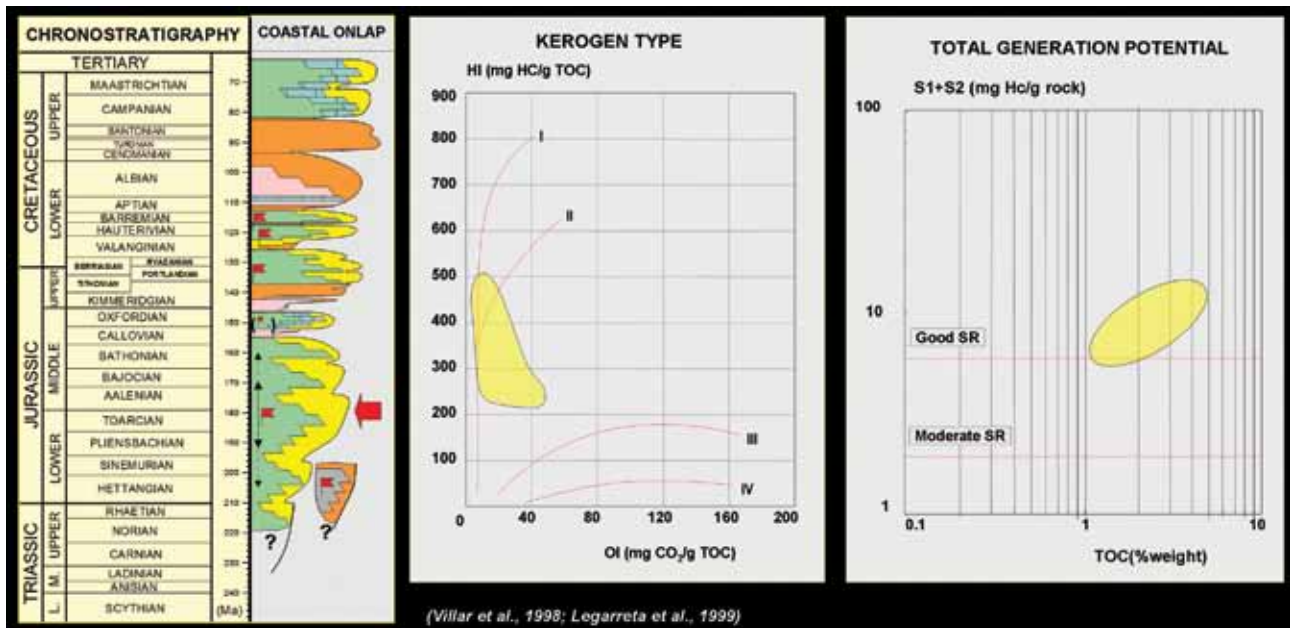


Figura 11. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Los Molles.

mularon secciones de lutitas más delgadas y condensadas de alto contenido orgánico (figura 13). Este contexto sedimentario perduró por alrededor de 2 millones de años (Zonas de *mendozanus*, *zittelli* y *proximus*) que dio lugar a la generación de un intervalo basal de elevada riqueza en todo el ámbito del denominado Engolfamiento Neuquino, con espesores que oscilan entre 50 y 100 metros. Con la evolución general progradante de las secuencias del Tithoniano-Valanginiano Inferior, hubo arribo de mayor volumen clástico hacia el interior de la cuenca que tuvo efecto de dilución del contenido orgánico areal (figura 14). No obstante, durante eventos de inundación importantes, mayormente asociados con los sistemas transgresivos dentro de cada secuencia, hubo desarrollo de otros intervalos potencialmente generadores, pero

con diferente distribución. De la misma forma que para la formación Los Molles la topografía del sustrato tuvo influencia sobre la distribución de las facies organógenas, durante la acumulación de las primeras secuencias de la formación Vaca Muerta, la presencia del eje de Chihuidos y del tren estructural de la Dorsal de Huincul dejaron su impronta para los niveles basales de esta entidad (figura 15). Las características del aporte sedimentario y sus variaciones laterales a lo largo de los flancos de la cuenca afectaron los componentes mineralógicos de las lutitas de la formación Vaca Muerta. Este fenómeno queda más remarcado con la aparición de paquetes de arenas interestratificados entre las facies generadoras (sector suroeste). En otras posiciones pueden intercalar secciones relativamente espesas, muy ricas en material carbonático (flanco

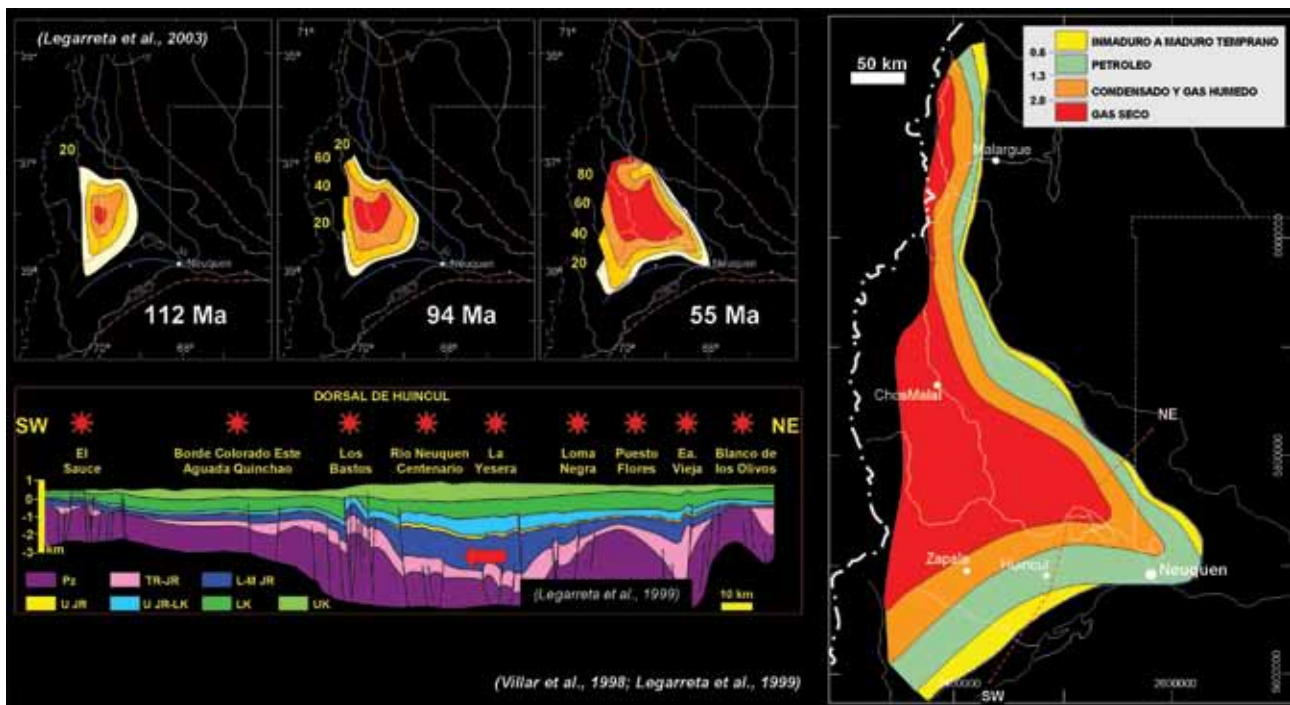


Figura 12. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Los Molles.

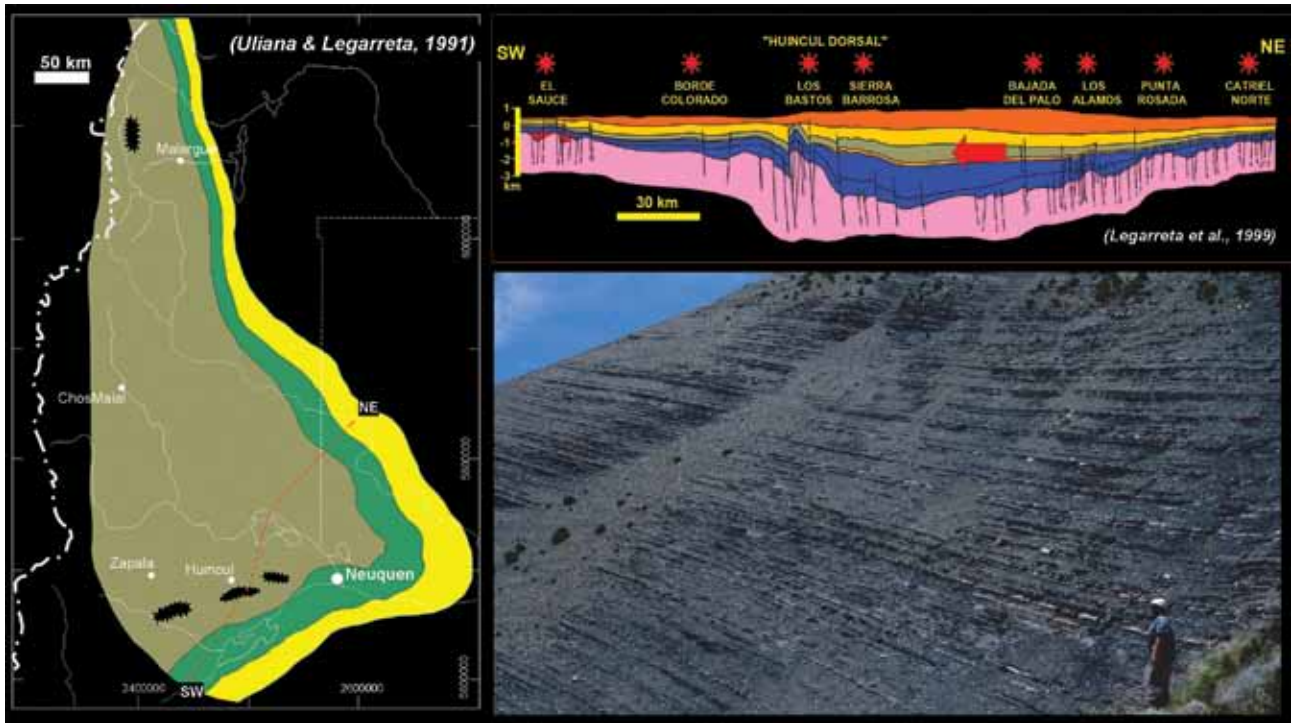


Figura 13. Mapa de facies de las secuencias basales que contienen los niveles más ricos en materia orgánica de la formación Vaca Muerta, su ubicación en corte estructural regional (SO-NE) y vista de afloramiento en el sur de Mendoza donde la unidad generadora muestra un importante espesor.

norte de la Dorsal).

Las facies generadoras de esta unidad presentan un espesor que oscila entre 25 y 400 metros, con valores de

COT entre 3% y 8% y picos de hasta 10-12%. Se trata de un querógeno amorfo marino del tipo I-II vinculado con contribución algal y participación muy escasa a nula de

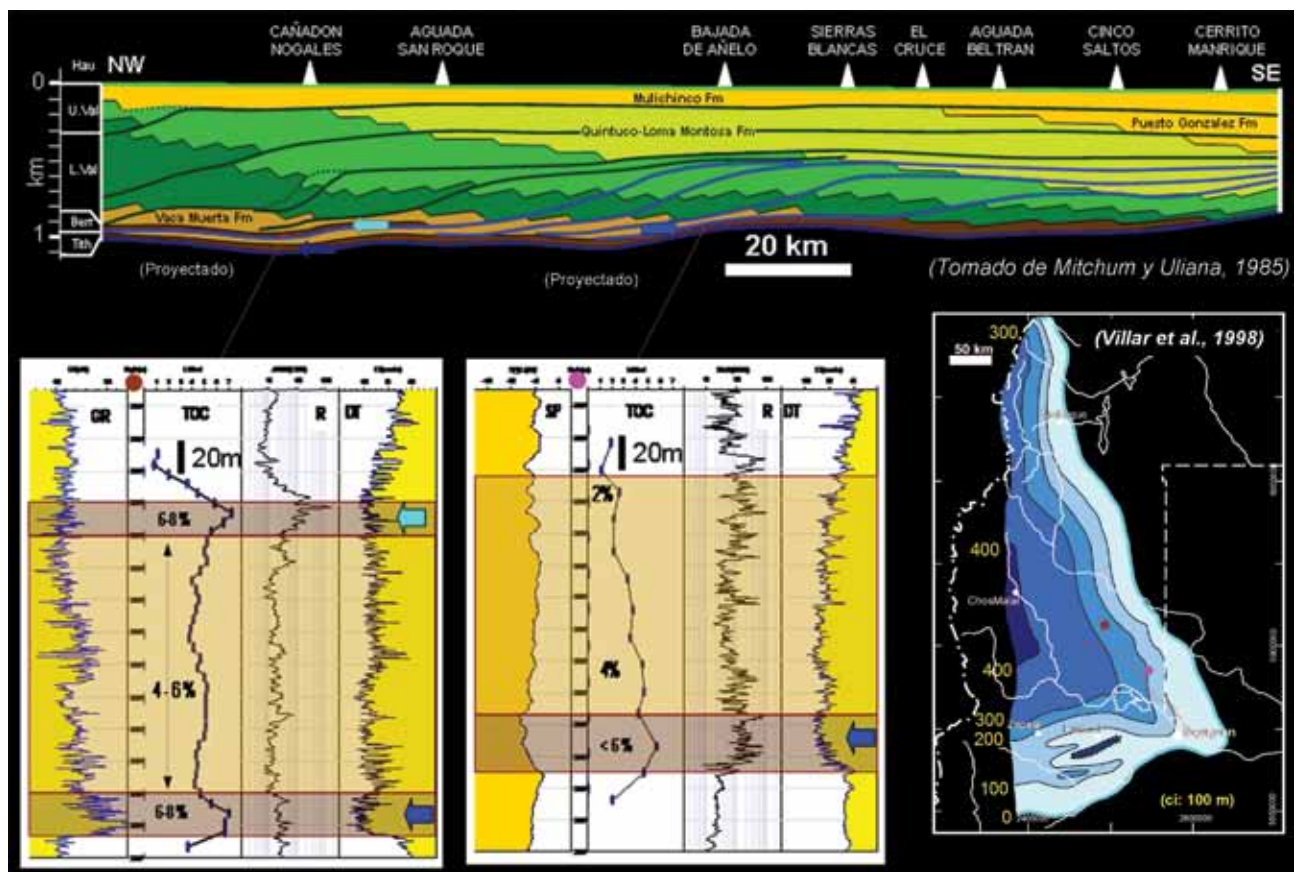


Figura 14. Corte estratigráfico que muestra la arquitectura interna de las secuencias depositacionales desarrolladas entre el Tithoniano y el Valanginiense, indicando el desarrollo de la formación Vaca Muerta en posiciones de interior de cuenca. Dos pozos muestran la respuesta eléctrica de la formación Vaca Muerta y las variaciones verticales del contenido de materia orgánica. Abajo derecha, mapa del espesor de la roca generadora.

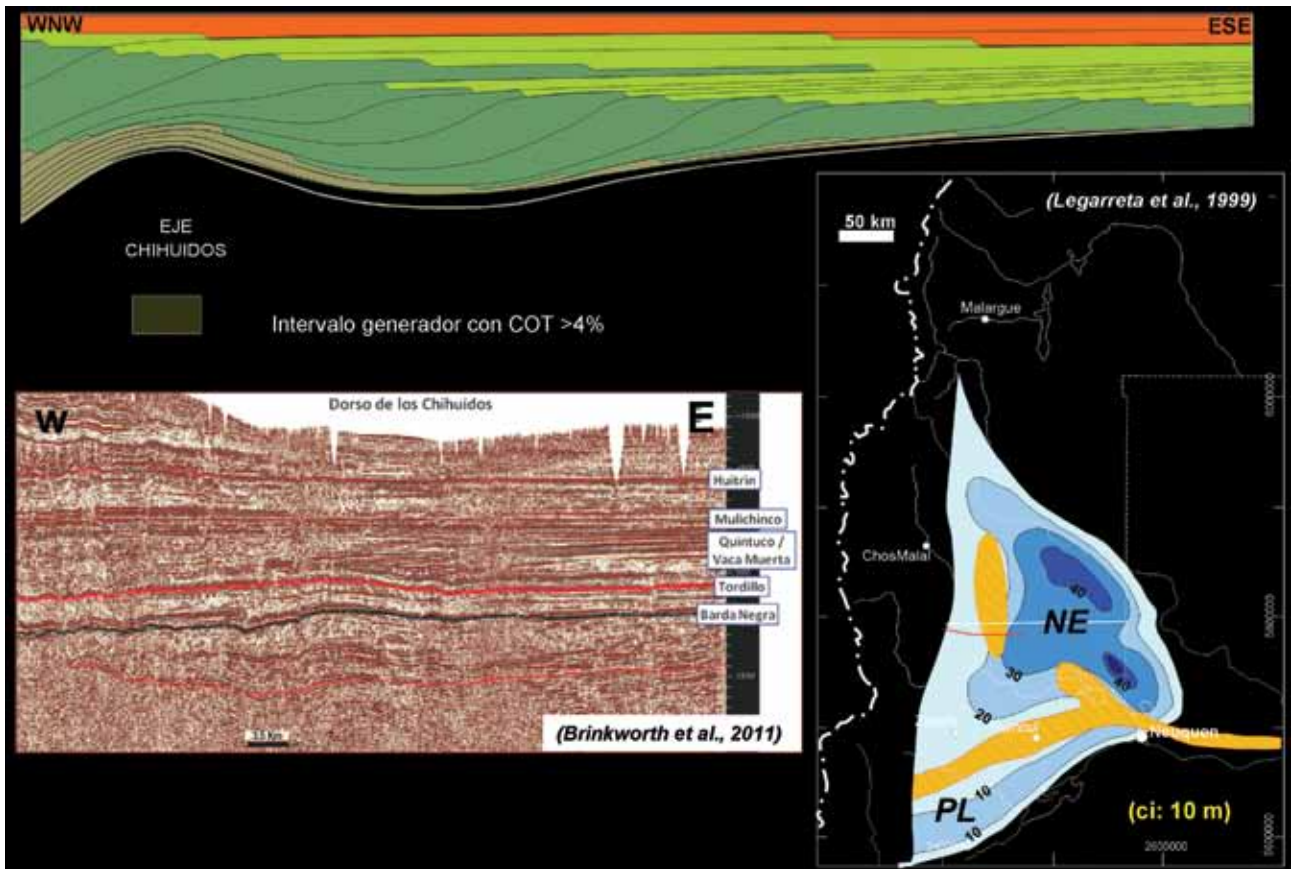


Figura 15. Corte estratigráfico y línea sísmica que ilustra la variación de espesor de las secuencias sobre el eje de la estructura de Chihuido y su posible influencia en la generación de condiciones restringidas en la zona del Engolfamiento (NE). La presencia de la Dorsal de Huincul favoreció la generación de condiciones euxínicas al sur de este elemento estructural (PL) con acumulación de materia orgánica rica en azufre.

elementos terrestres. Presenta un potencial generador excelente para hidrocarburos líquidos, dados los índices de hidrógeno y oxígeno (figura 16) y, de hecho, la formación Vaca Muerta resulta ser la principal generadora de hidrocarburos de la cuenca, ya sea petróleo, condensado o gas, a partir de una cocina localizada en las posiciones

profundas, como es el caso del eje del Engolfamiento Neuquino y, tempranamente, en la evolución térmica de la entidad a lo largo de la faja plegada (figura 17).

De la misma forma que se han podido reconocer variaciones laterales de facies a lo largo de la cuenca, también se han detectado cuatro facies orgánicas principales de

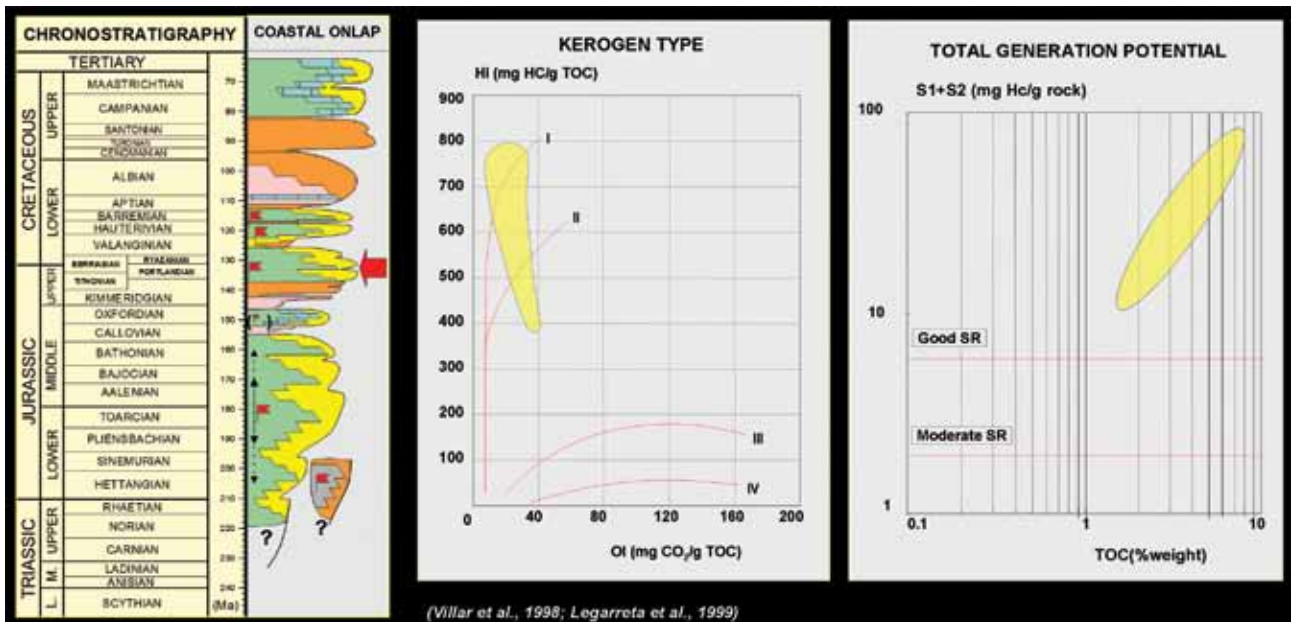


Figura 16. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Vaca Muerta.

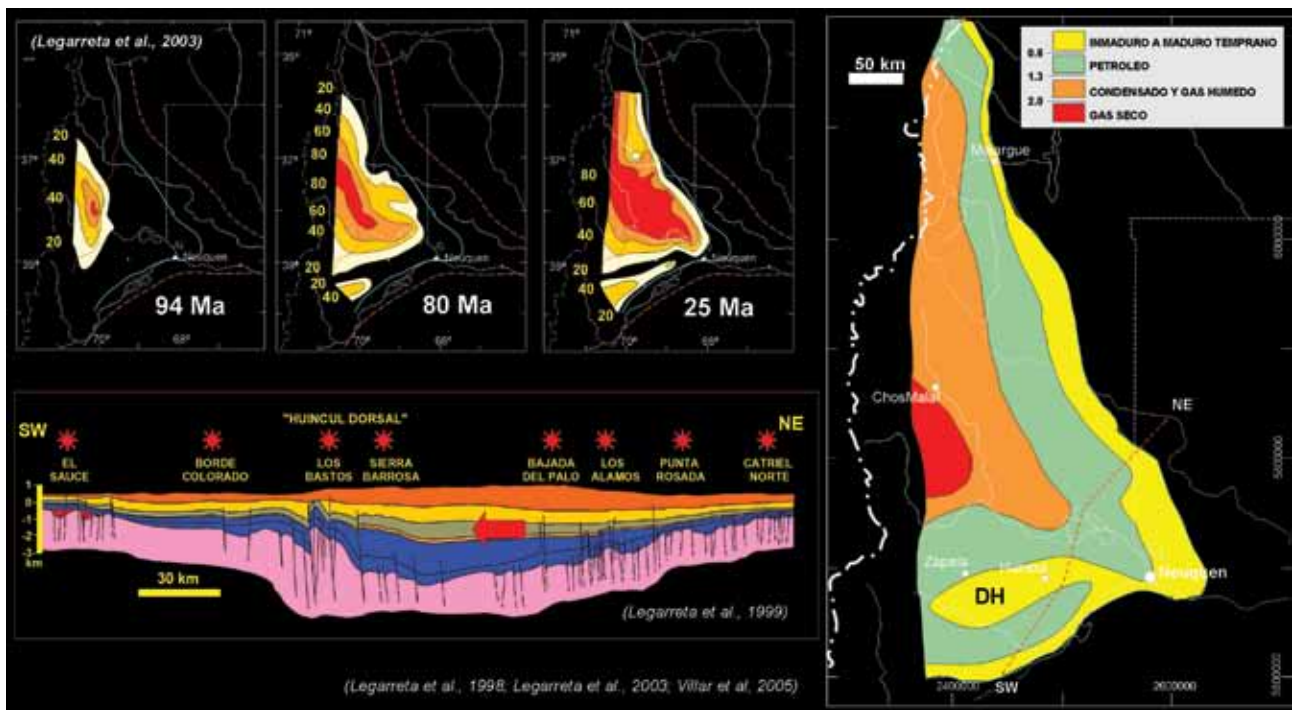


Figura 17. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Vaca Muerta.

acuerdo con las características de los petróleos generados (figura 18). En el sur de Mendoza (Malargüe), los petróleos pueden asociarse con una facies orgánica arcillosa-carbonática, los cuales aparecen también en el sector de la plataforma nororiental Neuquén-La Pampa, pero con

petróleos de características intermedias entre este ambiente y el Engolfamiento, donde los petróleos de alta madurez se vincularían con facies esencialmente lutíticas. El sector denominado Al Sur de la Dorsal generó petróleos de madurez térmica baja a moderada asociados a la

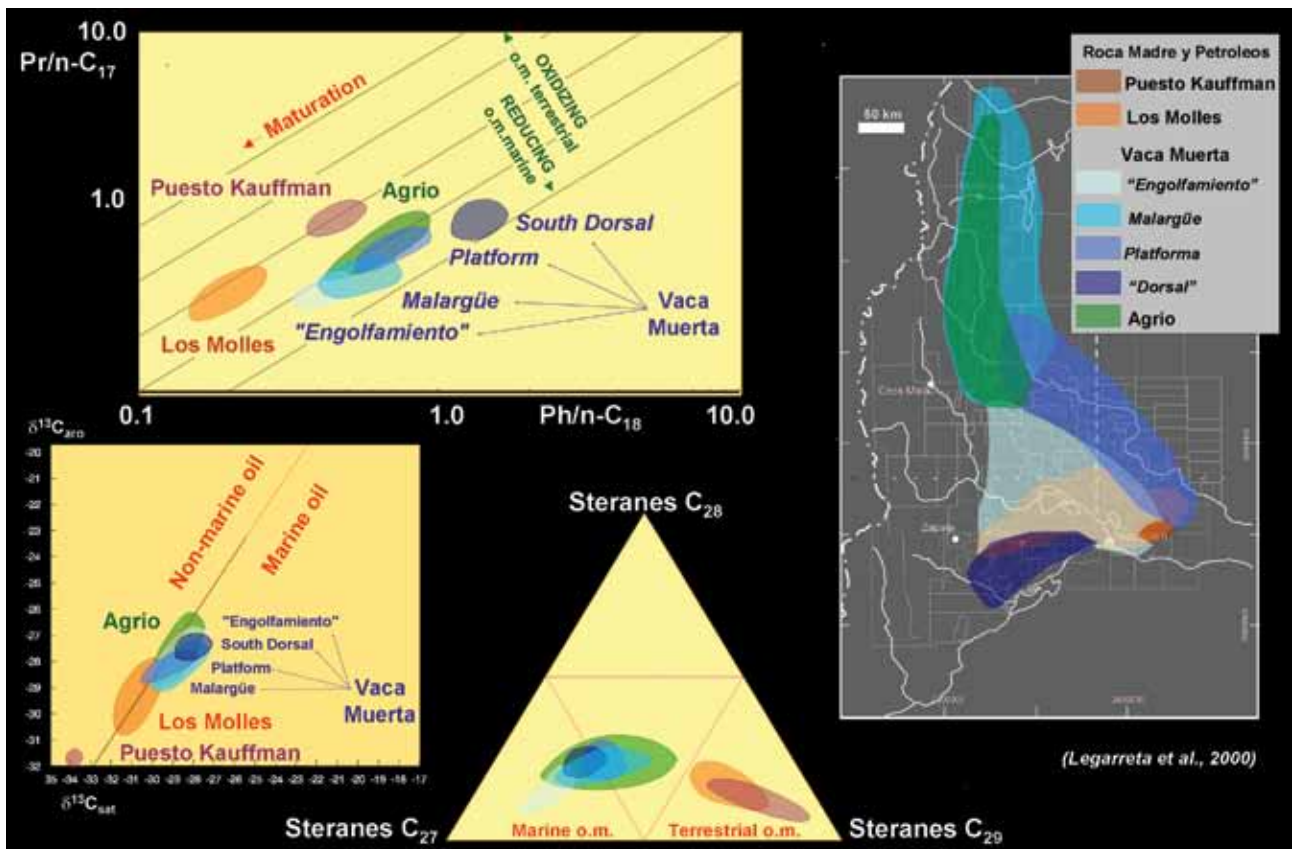


Figura 18. Características de los petróleos y su relación con las rocas generadoras (Puesto Kauffman está referido al "Pre-Cuyo" de Loma Negra).

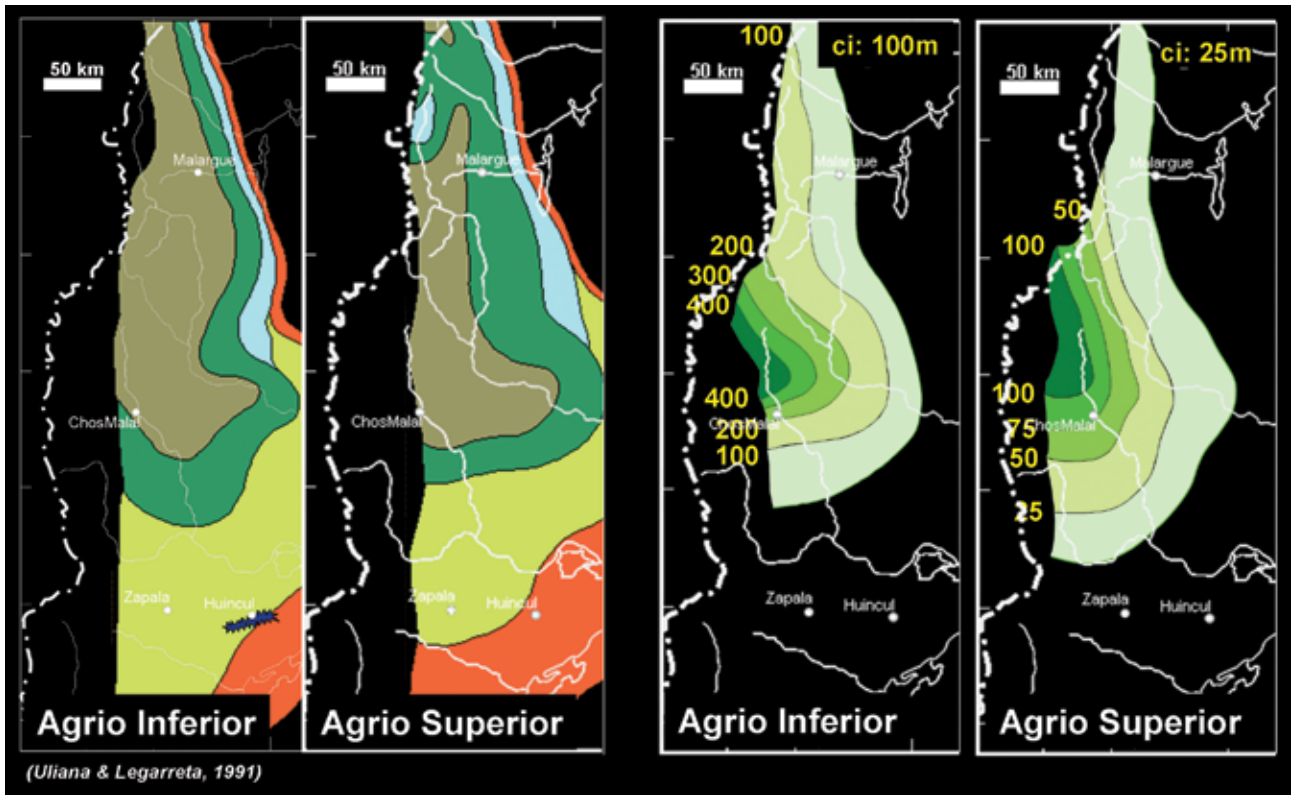


Figura 19. Mapas de facies y de espesor de roca generadora de la formación Agrio Inferior y Superior.

implantación de condiciones muy restringidas (euxínicas) que dieron lugar a la acumulación de niveles de querógenos ricos en azufre.

Formación Agrio Inferior y Superior (Hauteriviano)

En el Valanginiense Superior-Hauteriviense (formación Agrio Inferior), tuvo lugar en la cuenca una rápida y extendida inundación marina, de tal forma que grandes extensiones del ambiente de plataforma precedente

quedaron prácticamente ahogadas con inhibición del suministro clástico hacia el interior de la cuenca, donde se establecieron condiciones anóxicas propicias para la acumulación y preservación de la materia orgánica (figura 19). Un evento similar tuvo lugar con posterioridad a la desecación de la cuenca (Miembro Avilé), con lo cual se acumuló otra sección de facies generadoras en el Hauteriviense Inferior (formación Agrio Superior).

La facies lutítica-margosa de la formación Agrio Inferior puede alcanzar los 400 metros de espesor en el oeste del Neuquén, mientras que la correspondiente a la formación Agrio Superior no superaría los 100 metros de potencia (fi-

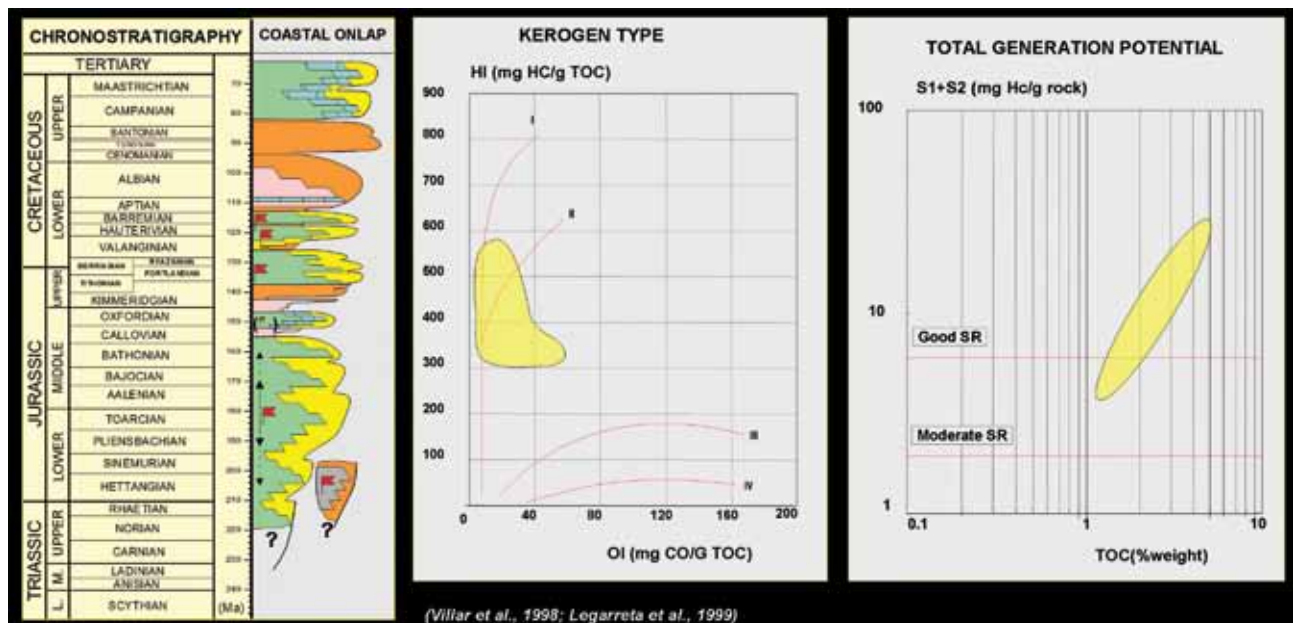


Figura 20. Ubicación cronoestratigráfica y características de la roca generadora de la formación Agrio Inferior y Superior.

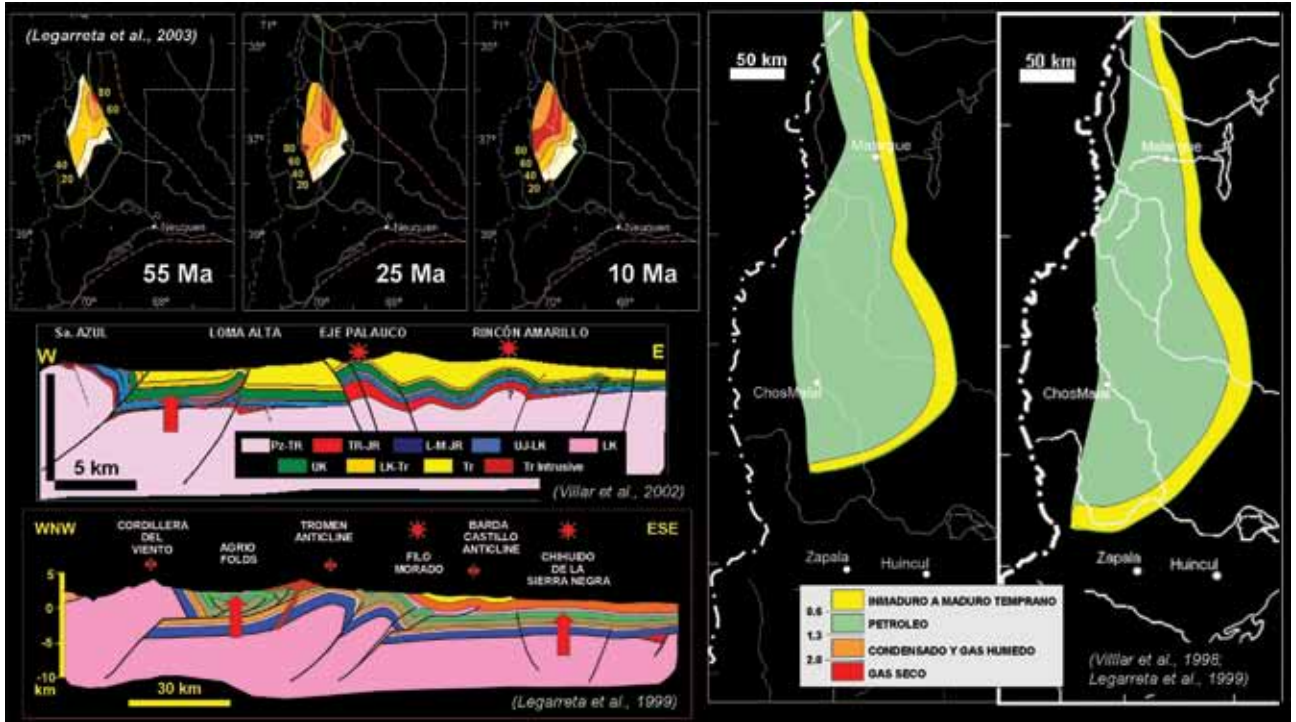


Figura 21. Evolución en el tiempo de la tasa de transformación y mapa de maduración actual de la formación Agrio.

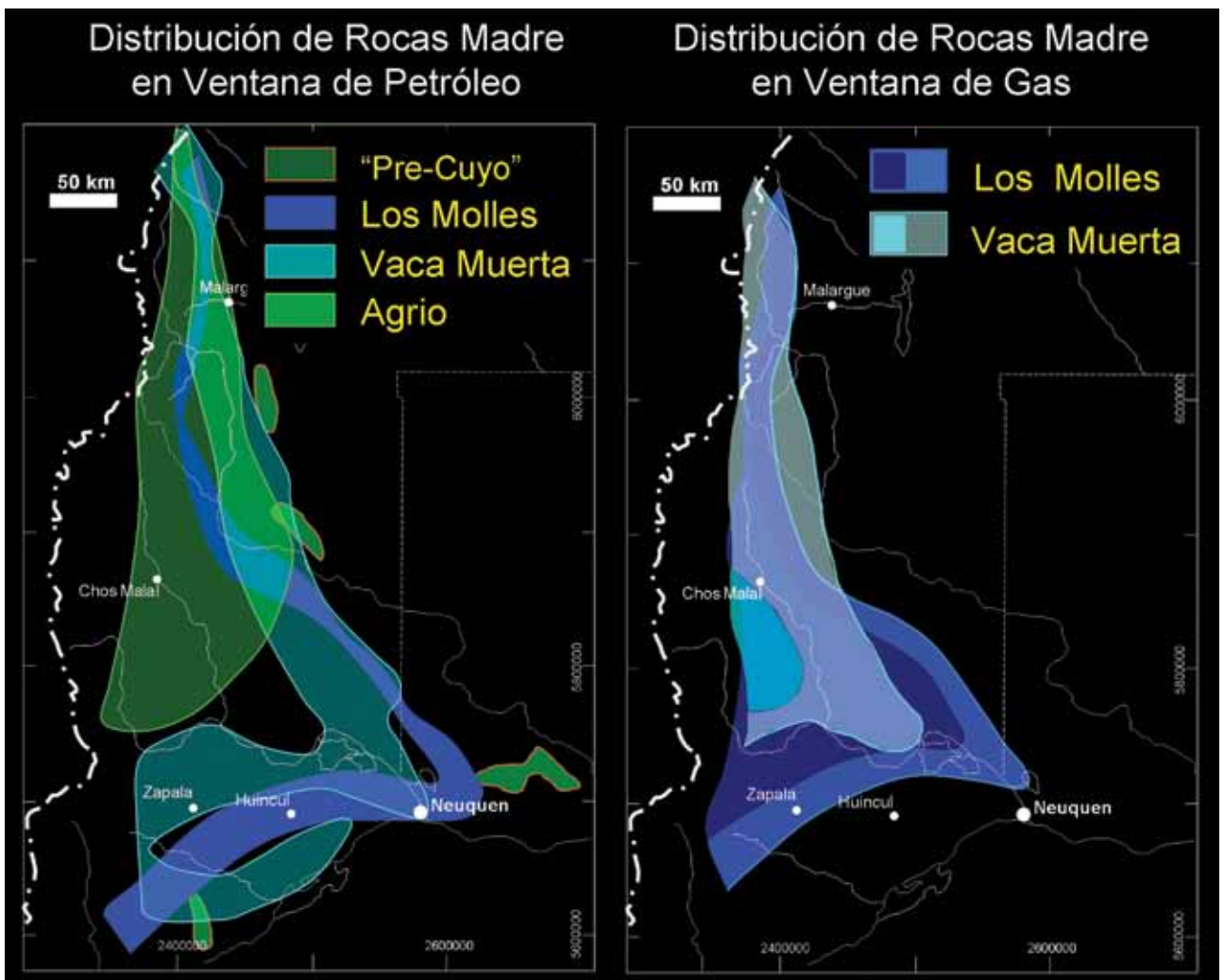


Figura 22. Distribución de las zonas en fase de madurez térmica para petróleo y para gas de cada una de las rocas madre.

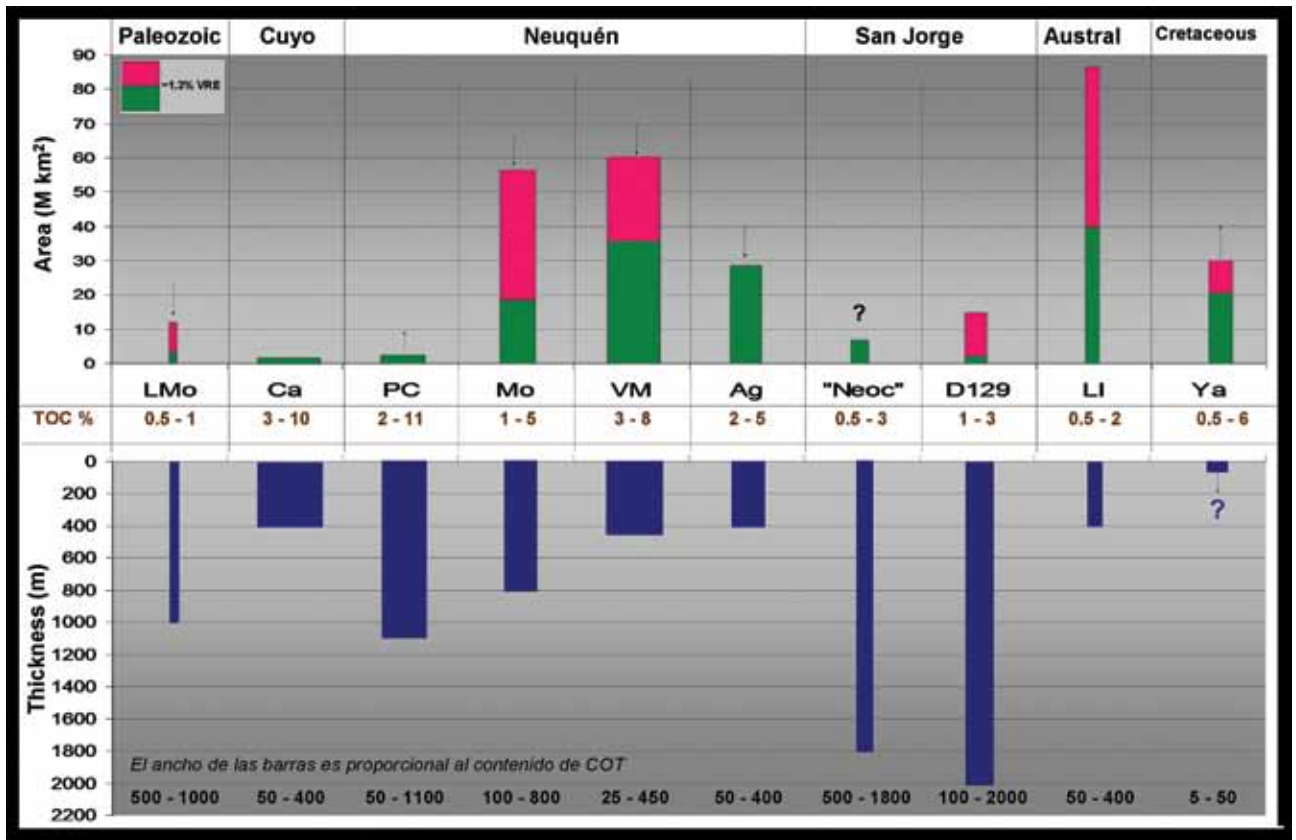


Figura 23. Gráfico que ilustra las áreas de acumulación (preservadas), espesores y contenido de carbono orgánico total (COT) de las rocas generadoras de las cuencas petrolíferas de la Argentina.

gura 19). En ambos casos, estos niveles presentan valores promedio entre 2% y 3%, con valores máximos de hasta 5% COT, y un querógeno tipo II/II-III con dominio neto del material algal-amorfo y aporte terrígeno minoritario (figura 20).

Ambos intervalos alcanzaron suficiente madurez térmica en el noroeste del Neuquén y sur de Mendoza, gobernada por la carga sedimentaria del Cretácico Superior-Terciario combinada, además, con la sobrecarga tectónica suministrada por la faja plegada (figura 21). Estas unidades generaron hidrocarburos en el noroeste del Neuquén y dentro del ambiente surmendocino de la cuenca.

Distribución de zonas propensas a producir petróleo y gas no convencional

Se describen aquí las zonas que pueden llegar a ser productoras no convencionales de petróleo y gas sobre la base de las características geoquímicas y del grado de maduración observado para cada nivel generador (figura 22).

Zonas para petróleo. Para el denominado "Pre-Cuyo", las facies de interés se encuentran circunscriptas a depocentros aislados y presentan fuertes variaciones del espesor y de las propiedades de las facies orgánicas. Hasta la fecha se han verificado que éstas se encuentran dentro de la ventana de generación de hidrocarburos líquidos y a una profundidad que varía entre los 2.100 y 4.000 metros. No se descarta que puedan detectarse otros hemigrábenes con nivel de maduración más alto o dentro de los conocidos, pero a mayor profundidad.

En cuanto a la formación Los Molles, en el ámbito de la Dorsal de Huincul, las facies ricas en materia orgánica

y el nivel de maduración varían de ventana de petróleo o gas acorde a su desarrollo temprano dentro de los hemigrábenes y a su evolución tectónica. En general se encuentran a una profundidad entre 2.100 y 3.500 metros. En el sector nororiental de la cuenca, la faja que se ubica dentro de la ventana de petróleo pareciera ser relativamente delgada y su ubicación no es conocida en su totalidad, dada la escasez de datos publicados (figura 22).

La formación Vaca Muerta muestra una mayor distribución areal de sus niveles ubicados dentro de la ventana de petróleo y cubren el flanco sur y norte del tren estructural de la Dorsal de Huincul y parte de los flancos del denominado Engolfamiento Neuquino (figura 22). En el sur de Mendoza, la parte oriental de la faja plegada presenta a las lutitas generadoras de Vaca Muerta en un nivel de maduración de petróleo. La unidad se encuentra dentro de estos parámetros hasta una profundidad aproximada de 3.200 metros.

En el noroeste del Neuquén, las facies generadoras de la formación Agrio Inferior y Superior se posicionan dentro de la ventana de petróleo (figura 22). Estas unidades se encuentran ya sea involucradas en la faja plegada occidental, o bien están preservadas en zonas estructuralmente complejas y relativamente profundas, y permanecen a resguardo de la erosión en algunos sinclinales (figuras 21 y 22). En este sector de la cuenca debe tenerse en cuenta la presencia de los intrusivos terciarios (filones capa, diques y pequeños stocks) que afectan a esta y a otras unidades.

Zonas para gas. Las facies generadoras de la formación Los Molles dentro de la ventana de gas presentan gran distribución areal en la cuenca, pero en su mayor parte están ubicadas a profundidades que oscilan entre 3.500 y 5.500 metros. En la faja plegada del oeste están

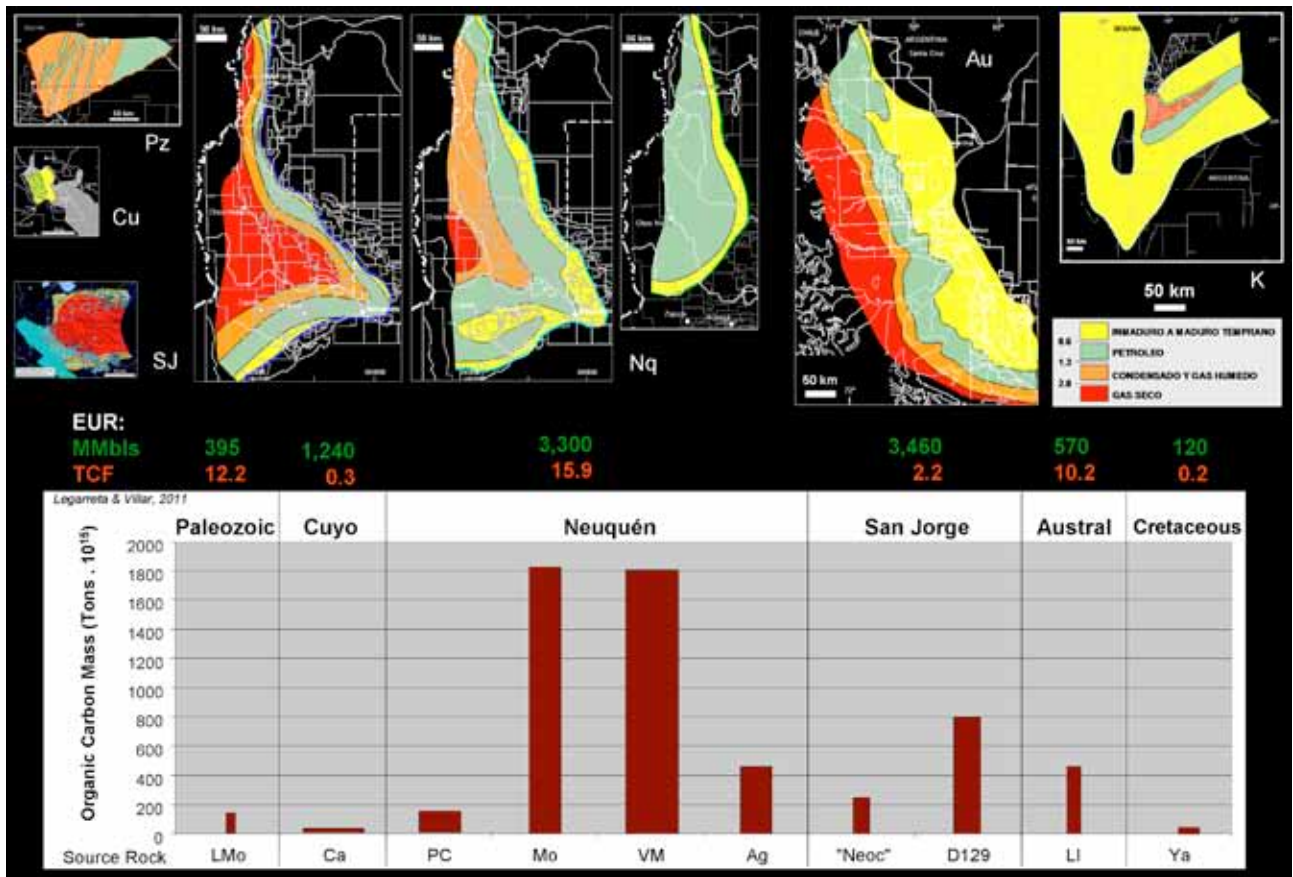


Figura 24. Mapas que ilustran el nivel de maduración térmica de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina y gráfico que indica masa orgánica total de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina. Se incluyen los valores aproximados de los EUR de petróleo y gas de cada cuenca.

involucradas en el núcleo de las estructuras complejas y, además, están afectadas por intrusivos mayormente terciarios.

Las lutitas de la formación Vaca Muerta presentan nivel de madurez para gas y condensado en el sector occidental de la cuenca y en la parte más profunda del Engolfamieno (figura 22). En la faja plegada del oeste del Neuquén y del sur de Mendoza, estas facies están presentes dentro de estructuras complejas y es de notar que muchas de ellas tienen sus niveles de despegue dentro mismo de la formación Vaca Muerta. Al igual que en las otras entidades, en el sector occidental es común la presencia de intrusivos terciarios. De hecho, en el sector surmendocino de la cuenca, los intrusivos dentro de las facies generadoras constituyen uno de los principales reservorios.

Comparación con otras cuencas petrolíferas de la Argentina

Para poder hacer una comparación de las rocas madre de la Cuenca Neuquina con los niveles generadores de otras cuencas, se han realizado gráficos que permiten advertir importantes diferencias. En la figura 23 se representan con barras las áreas donde las unidades generadoras se han acumulado y preservado, incluyendo su espesor máximo conocido; el ancho de las barras es proporcional al contenido de materia orgánica expresado como COT%. En la Cuenca del Golfo San Jorge, los dos niveles generadores presentan espesores muy importantes, pero

la extensión areal involucrada y el contenido de materia orgánica resultan relativamente más bajos que el de las rocas madre desarrolladas dentro de la Cuenca Neuquina. En la Cuenca Austral, las lutitas marinas del Cretácico Inferior presentan gran distribución areal, pero su espesor y contenido de materia orgánica son de menor significado comparadas con las de Cuenca Neuquina.

Una forma de ver indirectamente la capacidad de generación de hidrocarburos es mediante una comparación de la masa de carbono orgánico de cada roca madre, (figura 24). En este caso se visualiza rápidamente a la Cuenca Neuquina como la de mayor importancia. Sin embargo, cuando se observan los valores de EUR, la Cuenca del Golfo San Jorge presenta valores más altos a pesar de que arealmente cubre una superficie mucho menor. Varias explicaciones pueden plantearse al respecto y varias causas fueron formuladas en oportunidad de efectuarse el balance de masa para calcular el índice de Eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) de los sistemas generadores de Cuenca Neuquina. Una primera posibilidad es que la mayor parte de los hidrocarburos se haya perdido, tal vez, por problemas de *timing* entre la generación-expulsión y disponibilidad de trampas. Una explicación alternativa implicaría que un gran volumen de los hidrocarburos no ha sido expulsado y permanece retenido dentro de las rocas generadoras, punto clave para la exploración y desarrollo de recursos no convencionales en la Cuenca Neuquina.

Finalmente, se ha preparado un gráfico (figura 25) donde se presentan los mapas de cada cuenca con la distribución areal de las rocas generadoras y sus rangos de

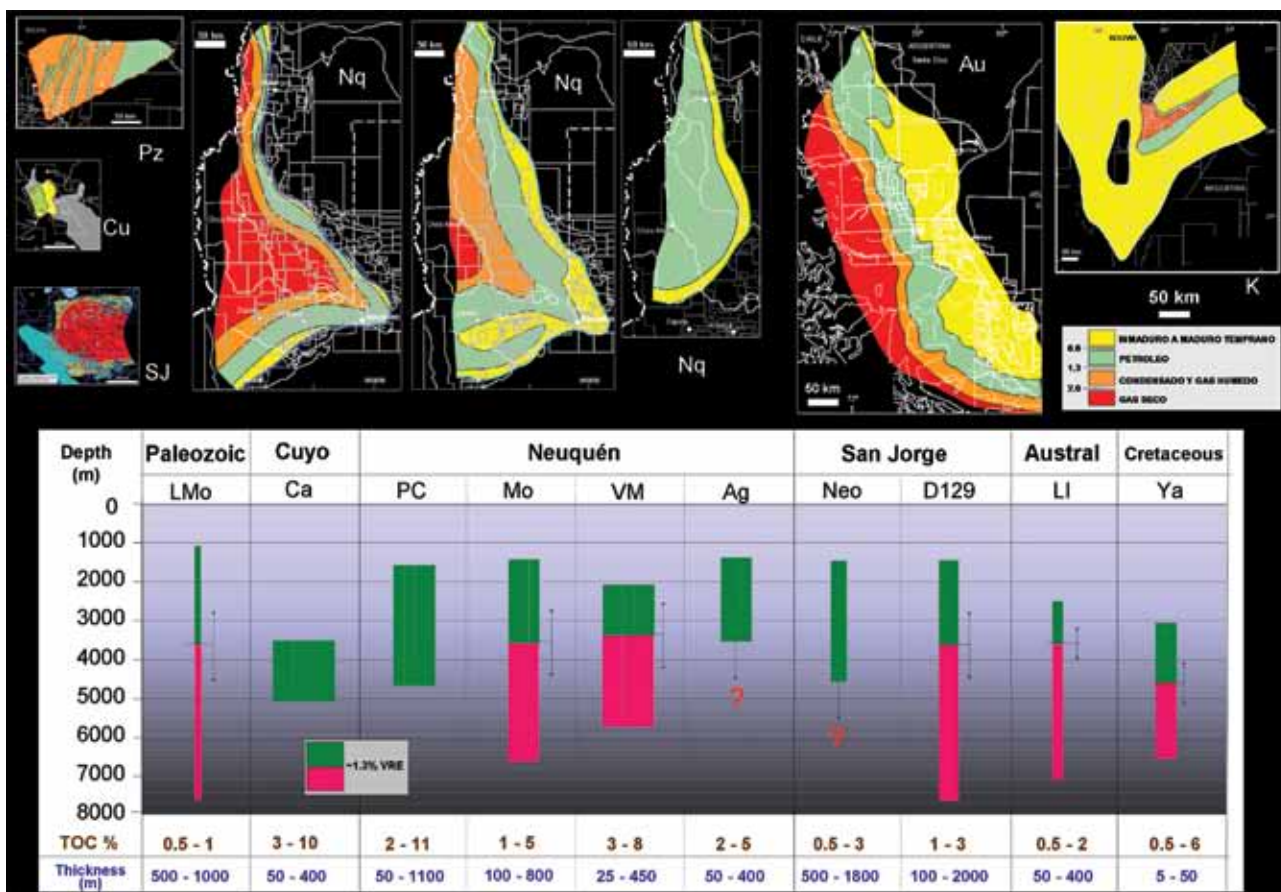


Figura 25. Mapas que ilustran el nivel de maduración térmica de cada roca madre de las cuencas petrolíferas de la Argentina y gráfico que indica la profundidad en que se encuentran las rocas generadoras dentro de la ventana de petróleo y de gas.

madurez térmica. El rango de profundidades aproximadas en las que se encuentran las rocas generadoras dentro de las ventanas de generación de petróleo y de gas se muestra con diagrama de barras. También se incluyen los valores de COT, representados por el ancho de las barras, y los espesores de estas unidades. Sobre la base del conjunto de datos, más las características de las rocas madre, la Cuenca Neuquina, en especial la formación Vaca Muerta, muestra las condiciones más favorables desde un punto de vista de recursos no convencionales para petróleo. Como ya se mencionara, otros elementos críticos deben ser estudiados y evaluados para validar este objetivo, pero ello no está dentro del alcance de este trabajo. ■

Leonardo Legarreta es Dr. en Ciencias Geológicas por la Universidad de Buenos Aires. Tiene 35 años de experiencia en geología del petróleo. Trabajó en YPF, Astra CAPSA, Petrolera Argentina San Jorge y Chevron. Actualmente preside Patagonia Exploración S.A., donde comenzó en 2003 como asesor en exploración de Golfo de México, Caribe, Brasil offshore, Chile, Canadá, Alaska, Mar del Norte y offshore oeste de África. Se especializa en estratigrafía, análisis de cuenca y sistemas petroleros enfocado a la exploración de hidrocarburos. Es un referente en el estudio de rocas madre y sistemas petroleros de las cuencas petrolíferas argentinas, principalmente de la Cuenca Neuquina y Austral, junto con colegas como Miguel Uliana, Héctor Villar y Guillermo Laffitte.

Héctor J. Villar es Licenciado en Ciencias Químicas (FCEN-UBA, 1978). Realizó estudios en Geoquímica Orgánica con énfasis en

combustibles fósiles en la Universidad Técnica de Aachen, Alemania (1985-1988). Desde hace más de 25 años participa en tareas de investigación y servicios en geoquímica orgánica y geoquímica del petróleo. En agosto de 2006 fundó GeoLab Sur S.A., laboratorio de servicios establecido en Buenos Aires, donde realiza trabajos de apoyo en actividades de la exploración, producción y desarrollo de la industria del petróleo. Como consultor en aplicaciones de la geoquímica del petróleo, ha producido más de 800 informes de servicio técnico e investigación, y ha sido autor y coautor de más de ochenta publicaciones y presentaciones de la especialidad.

Bibliografía de la Cuenca Neuquina

- Brinkworth W., F. A. Pose & A. Gangui, 2011, *Rasgos estructurales del subsuelo en el Área Aguada Pichana, Provincia de Neuquén, Argentina*, VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 619-628, Buenos Aires.
- Cruz, C. E., F. Robles, C. A. Sylwan & H. J. Villar, 1999, *Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina*, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 175-195, Buenos Aires.
- Legarreta, L., C. A. Gulisano, I. Orchuela & S. A. Minniti, 1996, *Petroleum System Characterization and Timing in the Neuquén Basin (Triassic-Tertiary), West-central Andes, Argentina*. Second International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists and Sociedad Venezolana de Geología, Abstract A46. Caracas, Venezuela.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte & S. A. Minniti, 1999, *Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino*, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 145-175, Buenos Aires.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte & H. J. Villar, 2000, "Source rocks, thermal

- evolution and distribution of different hydrocarbon types in the Neuquén Basin, Argentina”, en L. A. F. Trindade, A. C. Macedo & S. M. Barbanti eds., *Proceedings Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry*, pp. 47-49 Foz do Iguacu, Brazil, Oct. 22-26, 2000.
- Legarreta, L., C. E. Cruz, G. A. Laffitte & H. J. Villar, 2003, *Source rocks, reserves and resources in the Neuquén Basin, Argentina: Mass-balance approach and exploratory potential*, International Congress and Exhibition of the AAPG, abs., Barcelona, España, AAPG Bulletin, v. 87, N.º13. (Supplement).
- Legarreta, L. & H. J. Villar, 2011, *Argentina Basins, Geological and geochemical keys of the potential shale resources*, AAPG GTW, *Unconventional Resources: Basics, Challenges and Opportunities for New Frontier Plays*, June 26-28, 2011, Buenos Aires, www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80196legarreta/ndx_legarreta.pdf
- Legarreta, L. & H. J. Villar, 2012, *Discussing the maturity of the source rock in Neuquén Basin to determine which specific areas will produce gas and oil*, 2012, American Business Conference: Shale Gas and Tight Oil Production, January 24-26, 2012, Buenos Aires.
- Malone, P., C. Saavedra, G. Vergani, J. C. Ferrero & M. Schiuma, 2002, “Los reservorios del Grupo Cuyo Superior”, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer & Vergani eds., *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, Simposio del V.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 277-302, Buenos Aires.
- Mitchum Jr R. M. & M. A. Uliana, 1985, *Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences*, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquen Basin, Argentina: Chapter 15 AAPG Special Volumes, Volume M 39: Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration, p. 255-274.
- Silvestro J. & M. Zubiri, 2008, “Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39ºS) – Neuquén”, en Rev. *Asociación Geológica Argentina* 63, 49-64.
- Sisini V., S. López & M. Lavia, 2011, *Yacimientos de gas no convencionales en el Ciclo Precuyano y en el Basamento en el Área de la Dorsal de Huincul en la Cuenca Neuquina*, VIII.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 693-710, Buenos Aires.
- Vergani, G. D., H. J. Tankard, H. J. Belotti, & H. J. Welsnik, 1995, “Tectonic evolution and Paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina”, en A. J. Tankard, R. Suarez Soruco & Welsnik, H. J., eds., *Petroleum Basins of South America*, AAPG Memoir v. 62, p. 383-402.
- Villar, H. J., G. A. Laffitte & L. Legarreta, 1998, *The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns*, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Abstracts, p. 186-187. Republicado en: 1999, IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo II, p. 967-968, Buenos Aires.
- Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte & G. Vergani, 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.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, p. 17, Mar del Plata, Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2, N.º 3, p. 50-67.
- Villar H. J., G. A. Laffitte, L. Legarreta, C. Haring & R. Varadé, 2008. *Las facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: su caracterización a partir de registros geoquímicos de pelitas querogénicas y petróleoos*. XVII.º Congreso Geológico Argentino, S. S. Jujuy, Actas.

La bibliografía completa puede verse en: <http://www.petrotecnica.com.ar/facies.pdf>