

CUENCA NEUQUINA: MÚLTIPLES POSIBILIDADES EN LAS SERIES JURÁSICO-CRETÁICAS DEL DEPOCENTRO PERIANDINO.

Leonardo Legarreta², Guillermo A. Laffitte¹ y Salvador A. Minniti²

¹ YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES S.A.

² PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE

Est. CONGRESOS
JACINTOPOGRAFICA

Abstract

Hydrocarbon distribution in the Neuquén Basin is discussed in terms of kerogen type, maturity evolution, stratigraphic position and characteristics of the reservoirs and seals, and dominant structural styles. Based on the present knowledge, five exploration subprovinces were identified in order to describe and summarize the elements of the different petroleum systems.

Fold Belt subprovince exhibits a thin-skin structural style, poor reservoir conditions and source rocks that are relatively mature to overmature. The Mid-Cretaceous evaporites (halite and anhydrite, the uppermost regional top seal) are mostly missing due to erosion. Production was only obtained from naturally fractured Valanginian limestones and Tertiary sills. The leading edge, defined as blind, display a triangular zone which involves the Mid-Cretaceous evaporites and eolian-fluvial Hauterivian sandstones within a reduced number of duplexes. This frontal zone has been the most prolific of the fold belt subprovince.

The Fold-Foreland Transition subprovince is characterized by "thrust uplifts" structures where the Paleozoic sustratum was uplifted along reverse faults with a predominant western vergence. Most of them correspond to the old master faults of the the Triassic-Early Jurassic grabens, inverted during the Andean deformation. Presence of combined traps on the flank of those broad anticlines producing oil or gas according to the maturity level of the source rocks are very common. Some of them contain lacustrine source rocks accumulated during the early rift stage.

The Northeastern Platform corresponds to a productive tract bearing several clastic and carbonate units with very good resevoir characteristics. The structure is dominated by faulted basement blocks, draped by a relatively thin Jurassic and Cretaceous column. The synsedimentary movement was crucial for developing combined traps. The relatively long-distance migration supplied the hydrocabons from a kitchen located to the southwest when the the high-quality Late Jurassic kerogen reached the oil maturity.

The Southern Flank area is structurally similar but the main reservoirs are made up by Middle Jurassic fluvial clastics. Oils with high content of sulphur were supplied by the Late Jurassic source rock, accumulated under marine euxinic conditions.

The Huincul Fault or Dorsal Trend is associated with an east-west strike-slip system which was active during Jurassic and Cretaceous. Very complex stratigraphic and structural features bearing hydrocarbons lodged in different units were developed. Traps were vertically sourced from Early-to-Middle Jurassic kerogen and from Late Jurassic bituminous shales.

The Neuquen Embayment could be considered as the present day center of the basin where the main hydrocarbon kitchen is located. From this area, oil and particularly gas migrated to all directions; thus, hydrocarbons are placed along the margin of this subprovince like Loma La Lata the biggest gas field of Argentina. At the southeast corner of the basin, where the Dorsal, the Northeastern Platform and the Embayment subprovinces are covergencing, a very dynamic structural and stratigraphic history took place. There, three source rocks and four reservoirs were involved in different structural traps, with strong stratigraphic component, generating the recently discovered oil fields in the Rio Negro Norte Block.

Introducción

Durante los últimos años muchos de los trabajos sobre la geología del petróleo de la cuenca Neuquina han estado enfocados a la integración de la estratigrafía, análisis de facies y modelado estructural, con los realizados por la geoquímica sobre las rocas madres y los petróleos. El objetivo de ese esfuerzo estuvo orientado a lograr una mejor comprensión sobre la generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos tratando de definir lo que se ha dado en llamar "sistemas petroleros" (Magoon y Dow, 1994). Anteriores trabajos han aportado una importante síntesis acerca de la estratigrafía y estructura de la cuenca y, al mismo tiempo,

aportado una importante síntesis acerca de la estratigrafía y estructura de la cuenca y, al mismo tiempo, suministraron una valiosa información sobre las características de las rocas madres y se discutió la evolución del marco paleogeográfico donde estas se acumularon (Hogg, 1993; Uliana y Legarreta, 1993; Urien y Zambrano, 1994; Vergani et al., 1996; Uliana et al., este Congreso). Se sugiere que todos aquellos interesados en profundizar sobre el tema recurran a esas publicaciones. En estos últimos años también se han dado a conocer trabajos de detalle que tratan con determinados intervalos estratigráficos y/o zonas de la cuenca, aportando un gran volumen de datos básicos e ilustrando con mayor profundidad algunos aspectos muy específicos sobre los sistemas petroleros (Villar et al., 1993; Villar y Talukdar, 1994; Arregui et al., 1996; Cruz et al., 1996; Gulisano et al., 1996; Fernández Seveso et al., 1996; Cruz et al., 1998). Varios autores han compilado los valores de producción en los diferentes yacimientos, volúmenes acumulados y reservas remanentes de gas y petróleo (Yrigoyen, 1991, 1993; Hogg, 1993; Urien y Zambrano, 1994). La estratigrafía y evolución paleogeográfica de la cuenca durante la acumulación de las secuencias portadoras de rocas madres, sellos y reservorios han sido tratadas con detalle en anteriores oportunidades (Legarreta y Gulisano, 1989; Legarreta et al., 1993; Legarreta y Uliana, 1991; Legarreta y Uliana, 1996) y, en este mismo Congreso se hizo un análisis específico sobre el origen de las facies generadoras de las cuencas petrolíferas de Argentina (Uliana et al., 1999). En esta oportunidad se tratará de brindar una reseña sobre la distribución estratigráfica de las acumulaciones de hidrocarburos, en conjunción con los estilos estructurales y los tipos de entrapamiento.

Rocas Madres

En el transcurso del Jurásico-Cretácico el depocentro neuquino estuvo configurado como una cuenca de trasarco, cuya conexión con las aguas del Océano Pacífico se vio restringida por la existencia de un arco magmático semi-sumergido sobre el borde de la placa Sudamericana. Durante los episodios de ascensos del nivel eustático global, ese marco paleogeográfico fue propicio para la acumulación de lutitas ricas en materia orgánica como consecuencia de las inundaciones marinas y la implantación de condiciones de cuenca hambrienta, con aguas estratificadas y fondos anóxicos (Fig. 2 y 3). Bajo esas condiciones se depositaron las lutitas negras de la Fm Los Molles (Jurásico Temprano a Medio), las margas bituminosas de la Fm Vaca Muerta (Tithoniano) y las margas y lutitas oscuras de los Miembros Inferior y Superior de la Fm Agrio (Hauteriviano Temprano y Tardío, respectivamente). Las pelitas negras de la Fm La Manga o Fm Barda Negra (Oxfordiano) si bien reúnen las características de una roca madre potencial, hasta la fecha no se dispone de estudios que avalen su contribución a los sistemas petroleros de la cuenca (Fig. 2 y 3). La única roca generadora no marina está representada por las facies lacustres de la Fm Puesto Kauffman y equivalentes (Jurásico Temprano), acumuladas dentro de cuerpos lacustres profundos localizados dentro de hemigrábenes desarrollados bajo un régimen extensional muy marcado (Fig. 3).

Fm Puesto Kauffman. Lutitas negras ricas en material orgánico depositadas dentro de cuerpos de aguas lacustres que alcanzan potencias superiores a los 2000 m, presentes en los hemigrábenes situados al norte de General Roca (Fig. 1), conocidos como de Estancia Vieja, Puesto Flores y, en general, de Río Negro Norte. Recientemente, en el subsuelo de la zona de China Muerta (Fig. 13), también se ha encontrado una sección de facies lacustres que supera los 3000 metros. Lateralmente se hallan asociadas con facies de abanicos aluviales y también con términos volcánicos y volcanoclásticos, los que pueden reemplazar totalmente la columna sedimentaria.

Las lutitas negras ricas en materia orgánica se habrían acumulado en un lago profundo de agua dulce, perennemente estratificados (meromícticos), con condiciones de fondo moderadamente anóxicas. La salinidad de estos cuerpos de aguas hidrográficamente aislados fue variable hasta hipersalina, tal como lo indicaría la presencia de gamaceranos (Zumberge, 1993). El contenido de materia orgánica oscila entre 2 y 8% y la califica como una excelente roca madre de hidrocarburos (Fig. 4), con valores de índice de hidrógeno cercanos a 900 mg HC/g COT (Villar et al., 1998). Se trata de un querógeno tipo I, generador de hidrocarburos líquidos, con predominio de material amorfo, algas coloniales del tipo *Botryococcus* y restos vegetales subordinados.

Fm Los Molles. La materia orgánica de las lutitas negras de la Fm Los Molles (=Fm Tres Esquinas) se acumuló en un ámbito marino bajo condiciones hambrientas. Presenta valores de COT entre 1 y 3% (Pando et al., 1984), mientras que hacia el interior de la cuenca exhiben picos de hasta 6% de carbono orgánico total con participación variable de elementos terrestres (Fig. 5). El querógeno de tipo II a II-III (Villar et al., 1998) muestra una asociación orgánica mixta de material amorfo y estructurado de tipo inertínico y vitrínico, con potencial regular a bueno para la generación de petróleo y gas.

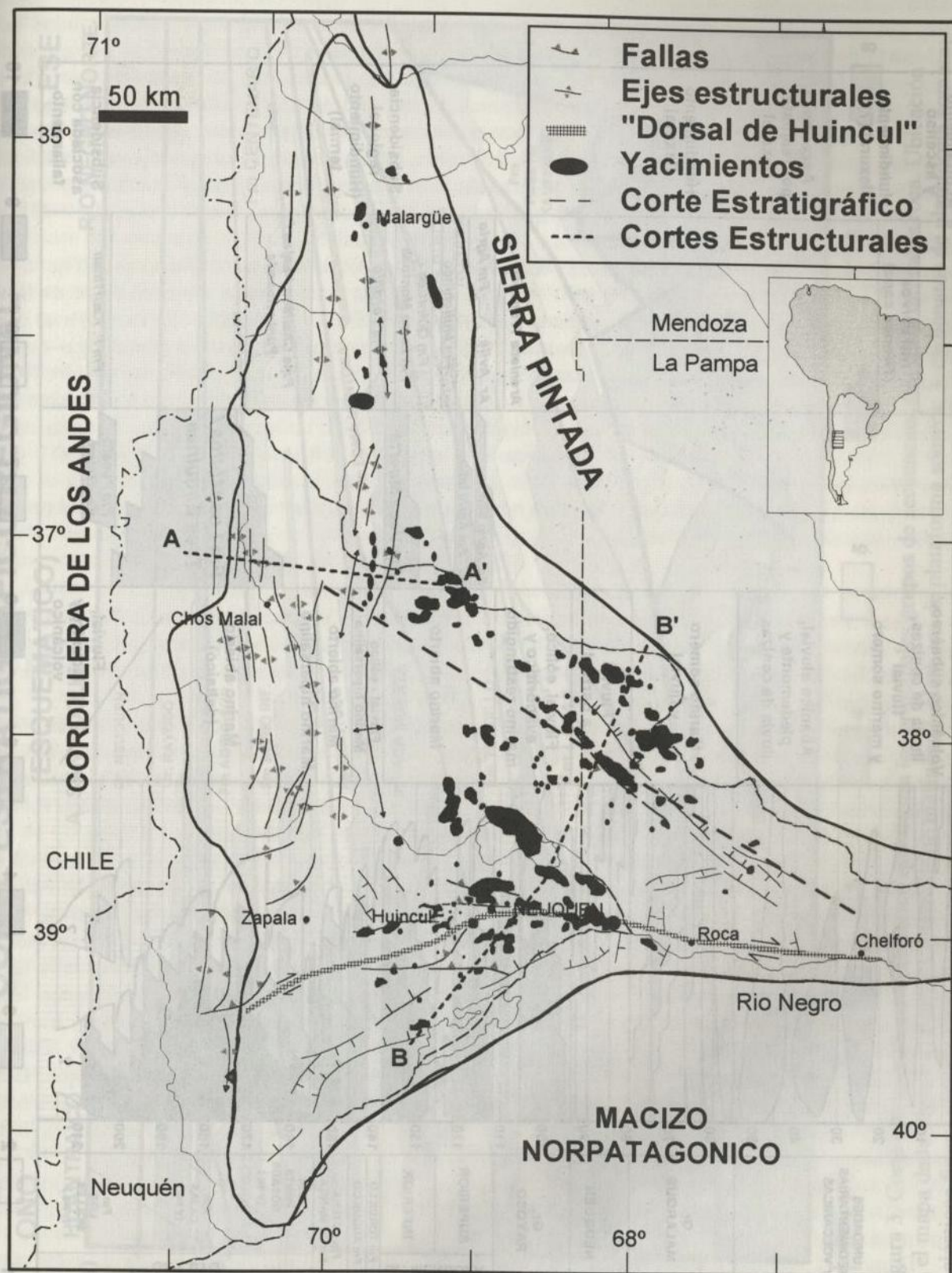


Figura 1. Cuenca Neuquina: principales unidades morfotectónicas, rasgos estructurales y yacimientos. Ubicación de la sección estratigráfica y de los cortes estructurales.

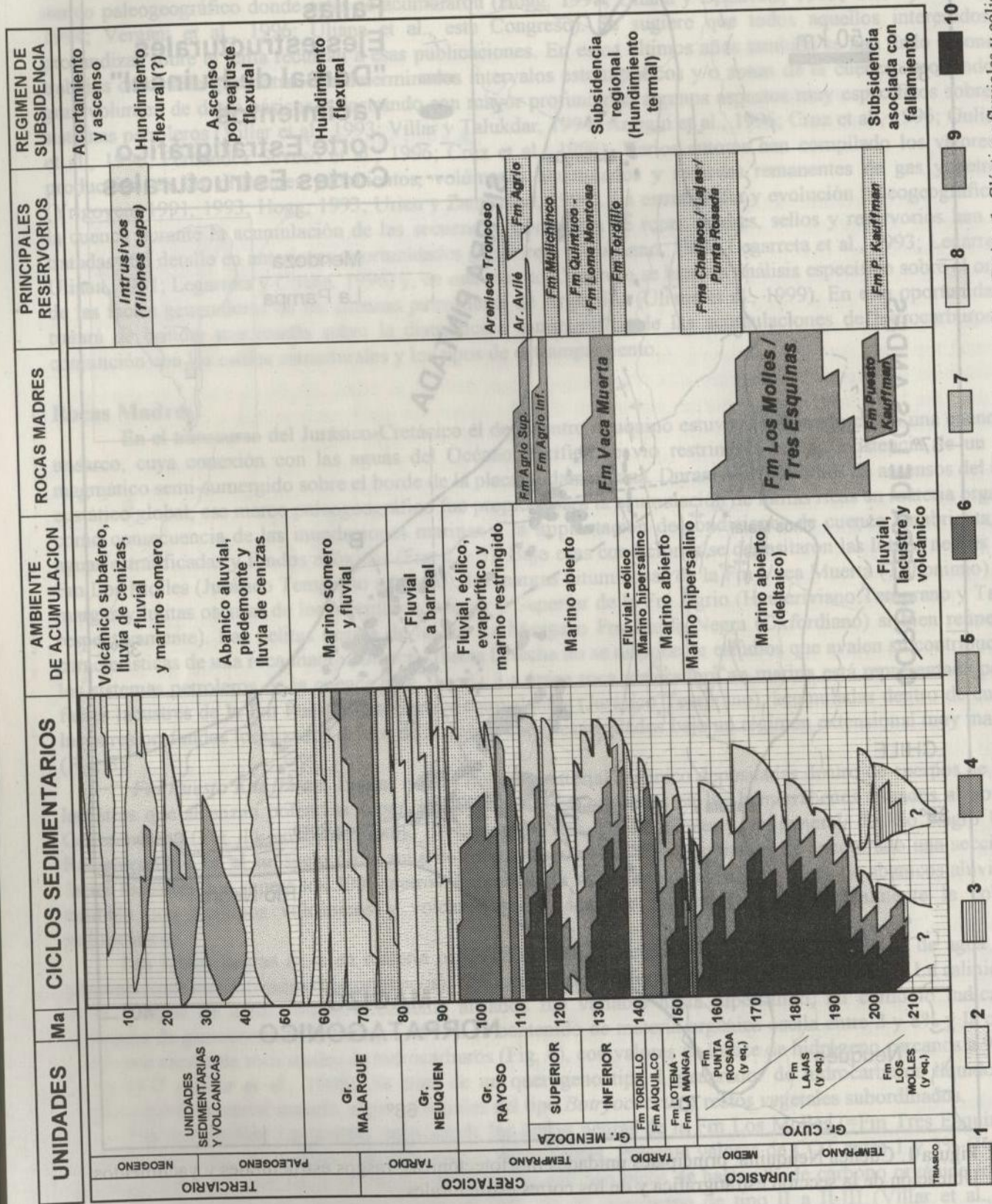


Figura 2. Carta cronoestratigráfica generalizada con indicación de las principales rocas generadoras y reservorios. Facies: 1. Clásticos fluviales y eólicos; 2. Clásticos de barreal; 3. Lutitas lacustres; 4. Flujos volcánicos; 5. Lluvias de cenizas; 6. Evaporitas; 7. Carbonatos marinos de plataforma; 8. Clásticos litorales a fluviales; 9. Clásticos de plataforma; 10. Clásticos costa afuera a interior cuenca.

CORTE ESTRATIGRAFICO REGIONAL (ESQUEMATICO)

ONO

(ESQUEMATICO)

ESE

HUANTRAICO

A. SAN ROQUE

RIO NEGRO NORTE

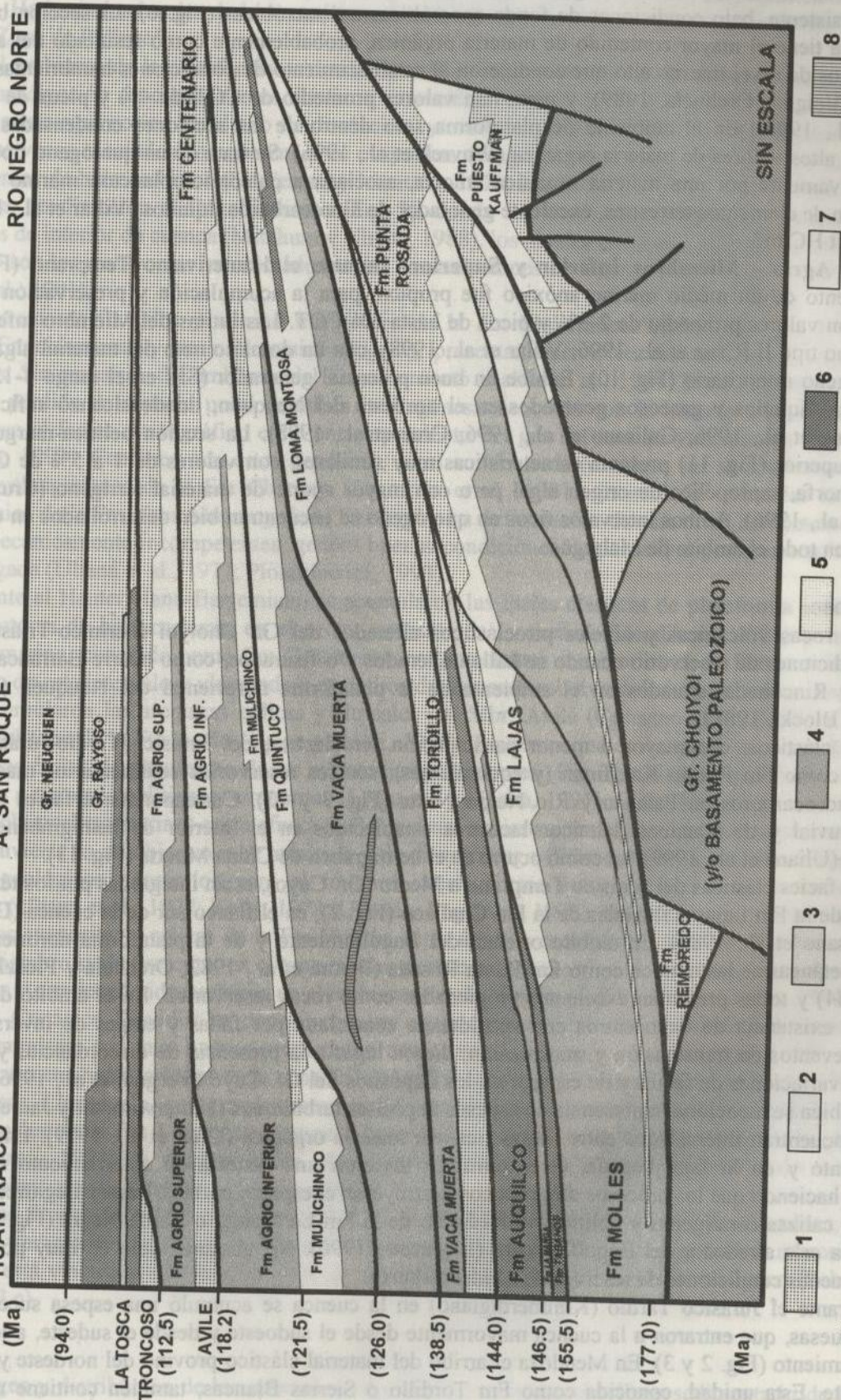


Figura 3. Corte estratigráfico esquemático que ilustra los principales grupos de secuencias, límites y unidades roca. Ubicación en el mapa de la Figura 1. Facies 1. Clásticos no marinos; 2. Clásticos de plataforma somera; 3. Carbonatos de plataforma somera; 4. Clásticos finos costa afuera a cuenca interior; 5. Clásticos turbidíticos; 6. Evaporitas; 7. Clásticos lacustres; 8. Filones capa.

Fm Vaca Muerta. Las lutitas laminadas y margas negras de la denominadas "Margas Bituminosas" se depositaron en el Jurásico tardío (Fig. 3) en medio marino con aguas estratificadas y balance hidrológico positivo persistente, bajo condiciones de fondo anaeróbicas a disaeróbicas (Fig. 6). La sección basal de la Fm Vaca Muerta tiene el mayor contenido de materia orgánica, probablemente como resultado del apilamiento de varios eventos de nivel marino alto que condujeron al establecimiento de condiciones hambrientas en el interior de cuenca (Veiga y Orchuela, 1989), y presentan valores promedio de COT de 4% y picos de hasta 10-12% (Villar et al., 1998). En el ambiente de plataforma solo dentro de las secciones condensadas han quedado preservados altos valores de materia orgánica (Wavrek et al., 1996). Se trata de un querógeno tipo I-II formado casi exclusivamente por una materia orgánica amorfa, asociada a paleomicroplancton marino y muy escasa participación de elementos terrestres, excelente generador de hidrocarburos líquidos (Villar et al., 1998), con SPI entre 5 y 20 t HC/m².

Fm Agrio - Miembros Inferior y Superior. Durante el Hauteriviano Temprano (Fig. 2 y 3) el establecimiento de un medio marino anóxico fue propicio para la acumulación y preservación de la materia orgánica, con valores promedio de 2-3% y picos de hasta 5% COT. Las lutitas del Miembro Inferior contienen un querógeno tipo II (Cruz et al., 1996; Villar et al., 1998), con un dominio neto del material algal-amorfo, con aporte terrígeno minoritario (Fig. 10). Exhibe un buen potencial generador (SPI en el rango 4-12 t HC/m³) de hidrocarburos líquidos y gaseosos generados en el noroeste del Neuquén, donde alcanzó suficiente madurez térmica (Cruz et al., 1996; Gulisano et al., 1996; Cruz et al., 1998). La sección pelítica-margosa oscura del Miembro Superior (Fig. 11) presenta características muy similares, con valores de 1 a 5% de COT y materia orgánica amorfa, sapropélica de origen algal pero con mayor aporte de material terrígeno (Cruz et al., 1996; Gulisano et al., 1996). Ambos intervalos ricos en querógeno se encuentran bien desarrollados en el noroeste del Neuquén y en todo el ámbito de Malargüe.

Reservorios

Las rocas volcánicas y niveles piroclásticos alterados del Gr. Choiyoi (Pérmico-Triásico) presentan buenas condiciones de reservorio cuando se hallan alterados y/o fisurados, como ocurre Barranca de los Loros, Medanito y Rinconada, situados en el ambiente de la plataforma nororiental del Neuquén (Robles, 1984; Marchese y Blocki, 1981).

Los clásticos, con mayor o menor participación piroclástica, del Triásico Tardío-Jurásico Temprano designados como Fm Puesto Kauffman (y equivalentes), son los reservorios sedimentarios más antiguos que producen hidrocarburos en Palauco y Río Negro Norte (Fig. 3 y 13). Corresponden a facies acumuladas en ambiente fluvial y de abanicos deltaicos lacustres establecidos en el interior de hemigrábenes fuertemente subsidentes (Uliana et al., 1999), tal como ocurre en el hemigráben de China Muerta (Fig. 13).

Las facies clásticas del Jurásico Temprano a Medio (Gr. Cuyo), están integradas por los términos marino marginales de la Fm Lajas y fluviales de la Fm Challacó (Fig. 2), en el flanco sur de la cuenca (Di Persia et al., 1984; Gulisano et al., 1984). En ámbito oriental del Engolfamiento y de la plataforma nororiental, las capas fluviales coetáneas se las conoce como Fm Punta Rosada (Peroni et al., 1982; Orchuela y Ploszkiewicz, 1984; Robles, 1984) y todas presentan excelentes propiedades como rocas reservorios. En el ámbito de la Dorsal de Huincul, la existencia de depocentros con subsidencia controlada por fallas y etapas de inversión tectónica, asociada a eventos de transtensión y transpresión, dieron lugar a la presencia de discordancias y truncaciones, con fuertes variaciones de facies y de espesor en los depósitos del Gr. Cuyo (Vergani et al., 1996; Uliana et al., 1999). También se menciona la presencia de espesos depósitos turbidíticos (Hinterwimmer y Jauregui, 1984), los cuales se encuentran intercalados entre lutitas ricas en materia orgánica (Cruz et al., 1999). En el interior del Engolfamiento y en la faja plegada, estos términos tuvieron una historia de soterramiento muy intensa y prolongada haciendo que los procesos diagenéticos destruyeran el espacio poral (Uliana y Legarreta, 1993).

Las calizas coralígenas y oolíticas oxfordianas de la Fm La Manga o Barda Negra (Fig. 2) constituyen una estrecha orla alrededor del Engolfamiento (Legarreta, 1990). No obstante, solo en muy pocas posiciones presentan buenas condiciones de reservorios e hidrocarburos.

Durante el Jurásico Tardío (Kimmerdigiano) en la cuenca se acumuló una espesa sucesión de facies fluviales gruesas, que entraron a la cuenca mayormente desde el sudoeste y desde el sudeste, a lo largo del eje del Engolfamiento (Fig. 2 y 3). En Mendoza el arribo del material clástico provino del nordeste y puntualmente desde el este. Esta unidad, conocida como Fm Tordillo o Sierras Blancas, también contiene niveles eólicos (Peroni et al., 1984), el principal reservorio productor de gas de la cuenca, en el yacimiento Loma La Lata. Hacia

los flancos oriental y austral del Engolfamiento se advierte un adelgazamiento de la unidad, acunándose los términos clásticos más gruesos y solo las facies más finas yacen sobre zonas paleotopográficamente elevadas (Fm Catriel). Hacia los bordes de la cuenca incorporan clásticos más gruesos, conocidos como Fm Quebrada del Sapo o "Zona de Relleno".

En el ambiente de la plataforma oriental, durante el Tithoniano, se acumularon las calizas y dolomitas con cierta participación de componentes clásticos, conocidas como Fm Loma Montosa. Presentan excelentes propiedades como reservorios, resultado de disolución y/o dolomitización, y debido a los cambios laterales de facies muchas veces asociados con presencia de evaporitas, le agrega cierto grado de factor estratigráfico a los entrapamientos de hidrocarburos (De Ferrari y Montero, 1970; Marchese y Blocki, 1981; Blocki, 1985). Más hacia el oeste, en dirección al Engolfamiento (Fig. 3), donde los términos tithonianos de plataforma somera pasan a facies de interior de cuenca (Mitchum y Uliana, 1988), los niveles calcáreos y clásticos berriasianos de la Fm Quintuco son los reservorios involucrados en las acumulaciones de hidrocarburos (Ugarte, 1977; Rodríguez Schelotto et al., 1981).

Las areniscas fluviales y marino marginales de la Fm Mulichinco, acumuladas en el interior de la cuenca, del Engolfamiento y oeste Neuquino (Fig. 3), presentan buenas condiciones petrofísicas para alojar hidrocarburos. Sin embargo, del ambiente del Engolfamiento (Baliña et al., 1984) hacia el sector occidental hay una marcada pérdida de espacio poral debido a la diagénesis asociada con la historia de soterramiento. Este fenómeno puso el factor estratigráfico en el entrapamiento del gas del tren de yacimientos Aguada Pichana-Rodeo (Hogg, 1993). Coetáneo con estos depósitos, en el ambiente de Mendoza sur se acumularon las calizas esqueléticas valanginianas de la Fm Chachao (Legarreta et al., 1981), intercaladas entre las lutitas ricas en materia orgánica de la Fm Vaca Muerta y de la Fm Agrio. La deformación de este nivel competente, circundada por pelitas mecánicamente incompetentes, generó buenas condiciones de porosidad por fracturación en la zona de la faja plegada (Uliana et al., 1977; Ploszkiewicz, 1993).

Durante el Hauteriviano-Barremiano se acumularon las facies clásticas de plataforma somera de la Fm Agrio, productoras de hidrocarburos en el sector noroeste de la cuenca (Mendiberri, 1985) y su equivalente proximal no marino, conocido como Fm Centenario, con excelentes reservorios en el flanco oriental (Robles, 1984). Dentro de este intervalo y vinculado a episodios de descenso relativo del nivel del mar y desecación de la cuenca, se acumularon las areniscas cólicas y fluviales del Mbr. Avilé (Gulisano et al., 1988) y las del Mbr. Troncoso, en el tope de la Fm Agrio (Veiga y Rossi, 1992). Ambos paquetes de areniscas se acunían pendiente arriba sobre las facies de plataforma de las secuencias precedentes (Fig. 3), mientras que hacia el interior de cuenca gradan a términos pelíticos y evaporitas (Legarreta y Uliana, 1991). El hecho que las areniscas del Mbr. Avilé yacen sobre pelitas marinas costa afuera (sello) y están cubiertas por lutitas ricas en materia orgánica (roca madre) las convierte en un objetivo muy atractivo y de menor riesgo (White, 1980). Estas características dan los ingredientes geológicos necesarios para el imponer cierto factor estratigráfico en el entrapamiento de hidrocarburos (Uliana et al., 1977; Kelly, 1978; Uliana y Legarreta, 1993). Hacia el fin del Cretácico Inferior, se acumularon las evaporitas y calizas de la Fm Huitrín, estas últimas conocidas como Mbr. La Tosca (Legarreta, 1986). Este miembro suele presentar en el tope niveles porosos muchas veces asociadas con procesos intensos de dolomitización y contienen hidrocarburos en el ambiente de plataforma oriental (Boll y Alliata, 1993).

En el Cretácico Superior se depositaron las capas rojas del Gr. Neuquén el cual contiene grandes espesores de areniscas con muy buenas propiedades como reservorios, aunque pocos niveles sello entre medio. No obstante, contiene hidrocarburos en la zona de la plataforma oriental surmendocina (Andrada, 1993-a y d), en uno de los casos, Llancanelo, con grandes reservas de petróleo pesado en el borde de la cuenca. Los depósitos marino marginales de la Fm Loncoche contienen reservorios arenosos con hidrocarburos en la plataforma de Malargüe (Cazau, 1993), y muchas veces el petróleo dentro de este intervalo localizado a muy escasa profundidad se encuentran totalmente biodegradados.

Finalmente, los filones capas terciarios, intruidos dentro de las facies pelíticas del Gr. Mendoza, constituyen reservorios no tradicionales presentes en el sur de Mendoza y Neuquén. Se trata de intrusivos mesosilícicos cuyo espacio poral está vinculado con la alteración de minerales y/o fracturación del cuerpo ígneo (Schiuma, 1989; Andrada, 1993 c).

Sellos

El origen y distribución de los intervalos impermeables dentro del relleno sedimentario de la cuenca de trasarco estuvieron fuertemente condicionados por el balance hidrológico resultante de la interacción entre la

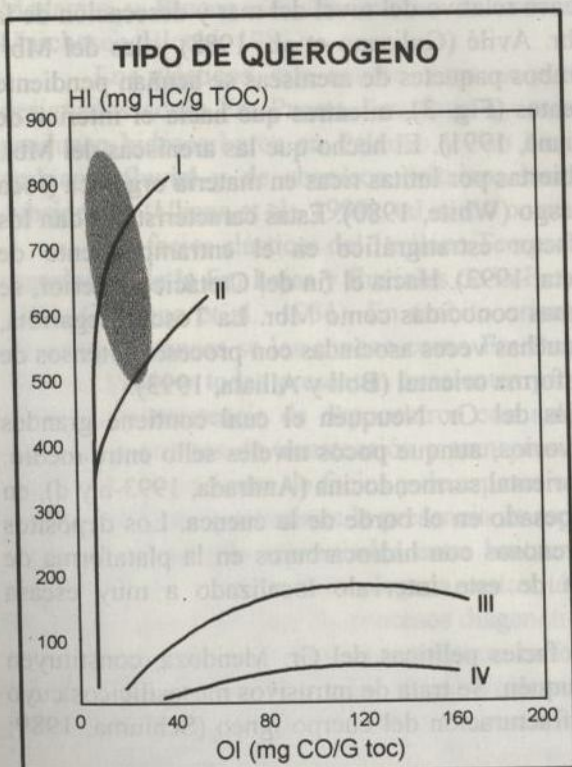
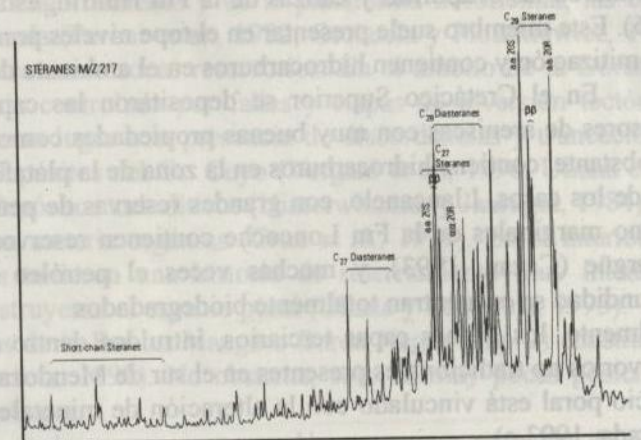
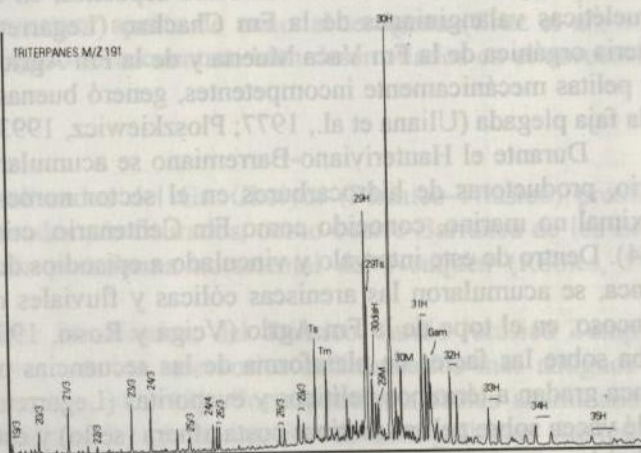
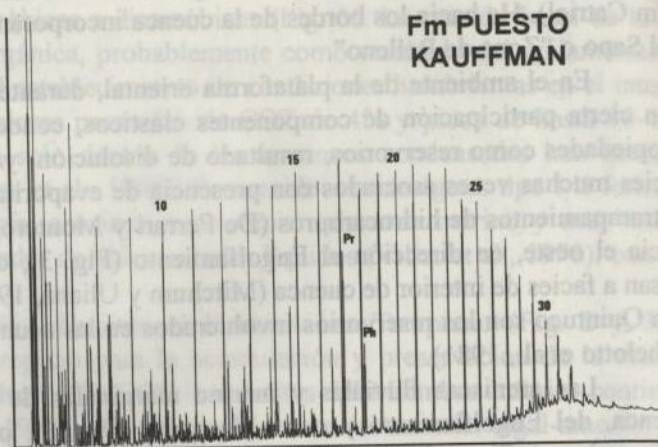
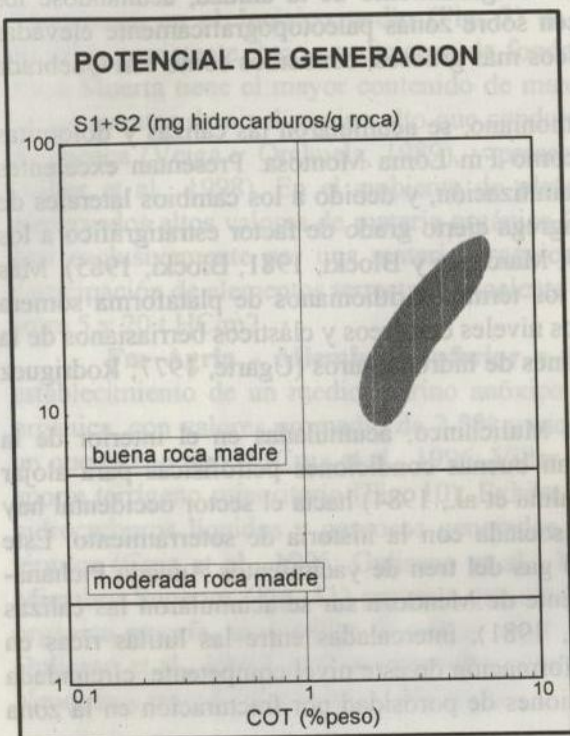


Figura 4. Características de la roca madre de la Fm Puesto Kauffman: contenido orgánico y parámetros ROCK-EVAL. Cromatograma y "fingerprints" de biomarcadores de petróleo.

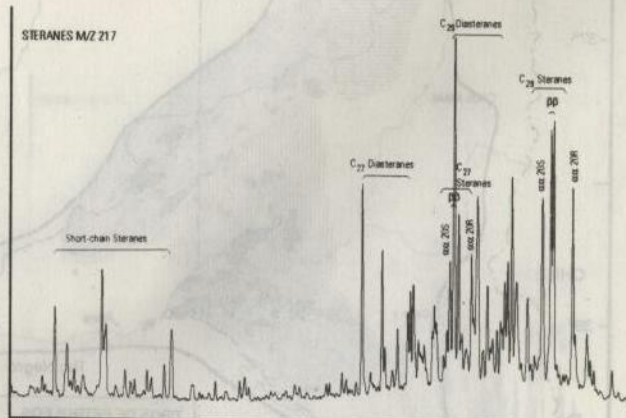
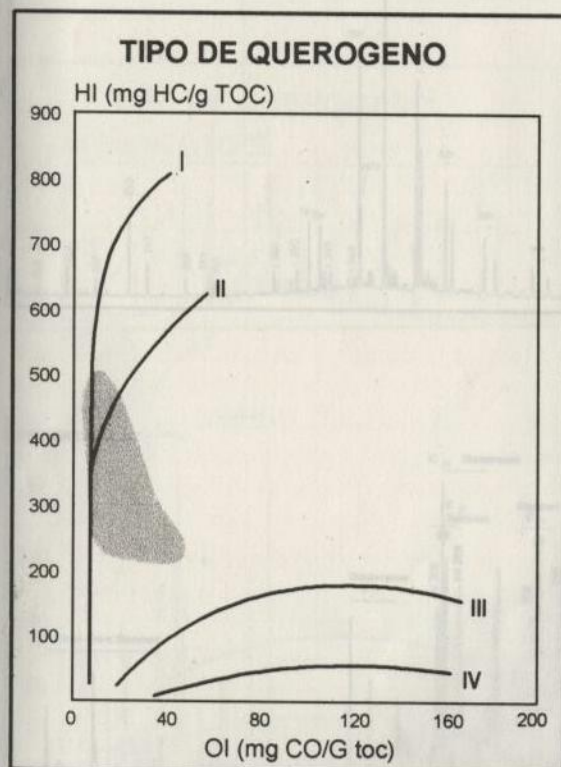
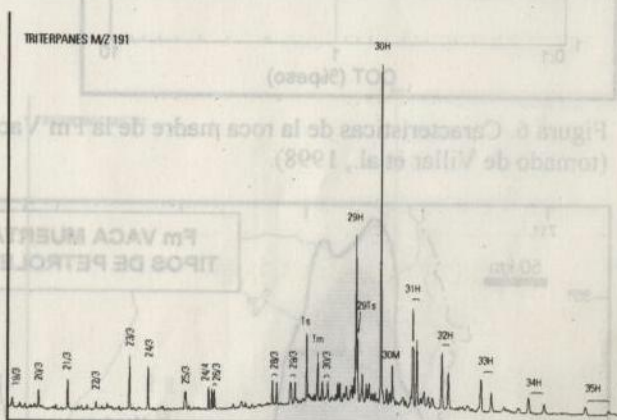
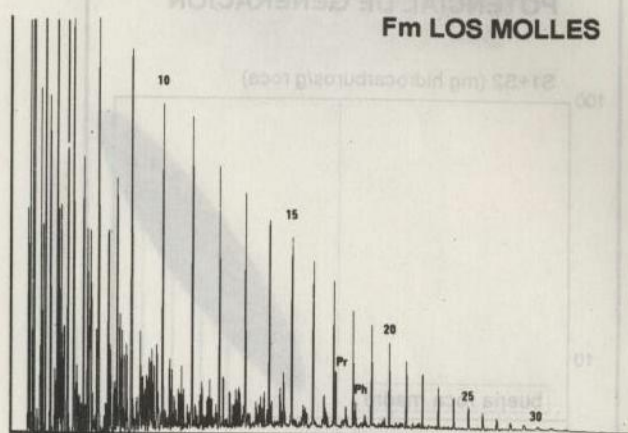
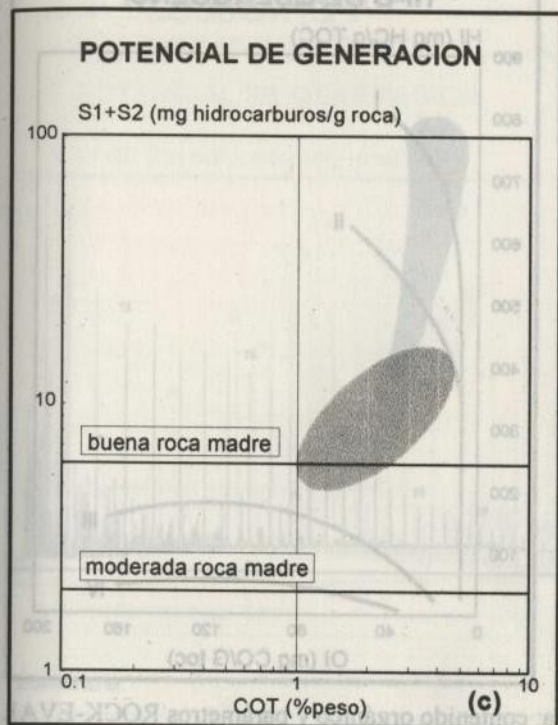


Figura 5. Características de la roca madre de la Fm Los Molles: contenido orgánico y parámetros ROCK-EVAL. Cromatograma y "fingerprints" de biomarcadores de petróleos.

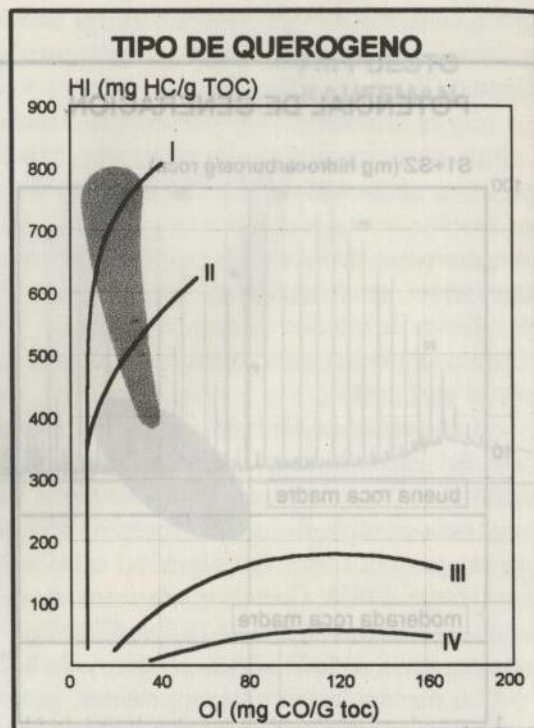
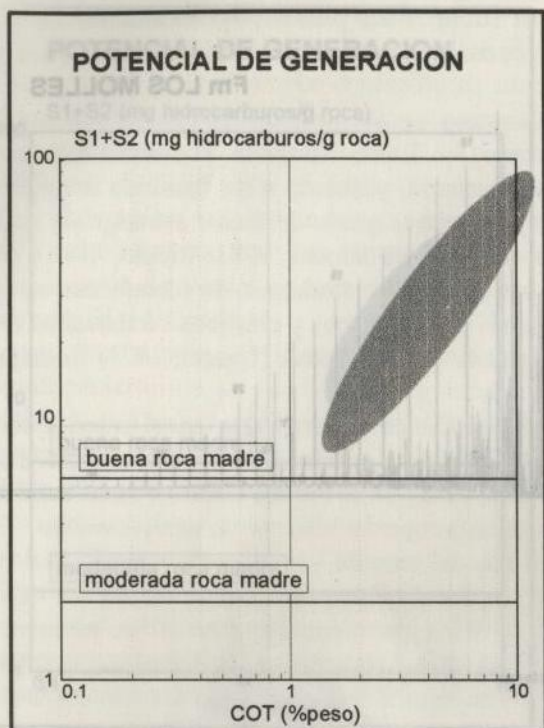


Figura 6. Características de la roca madre de la Fm Vaca Muerta: contenido orgánico y parámetros ROCK-EVAL (tomado de Villar et al., 1998).

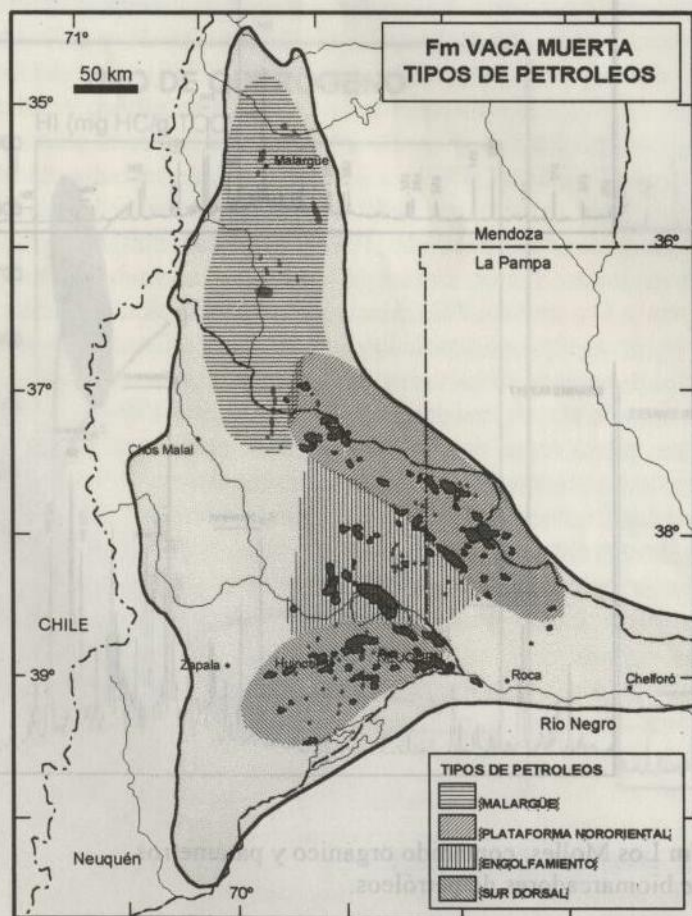
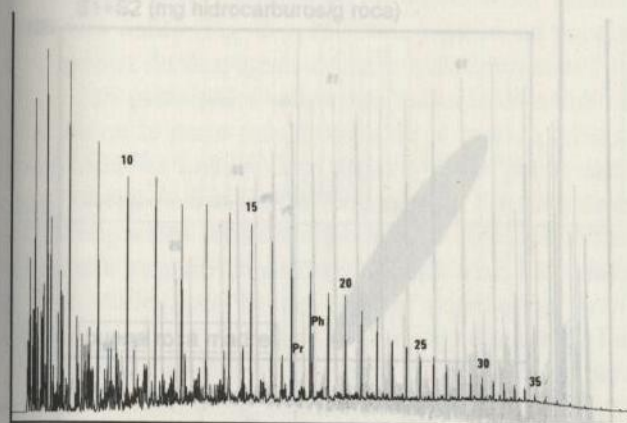
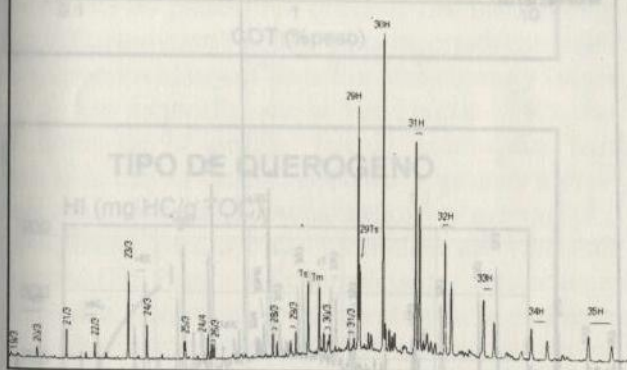


Figura 7. Tipos de petróleos generados por la Fm Vaca Muerta (tomado de Villar et al., 1998).

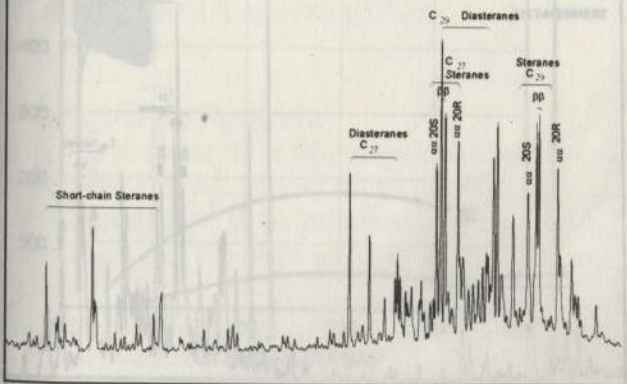
PETROLEOS TIPO MALARGÜE



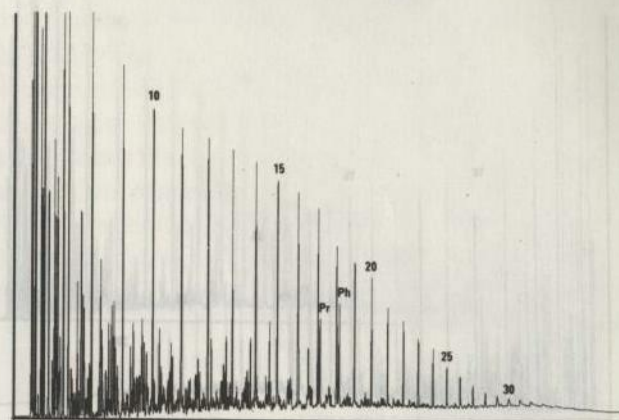
TRITERPANES M/Z 191



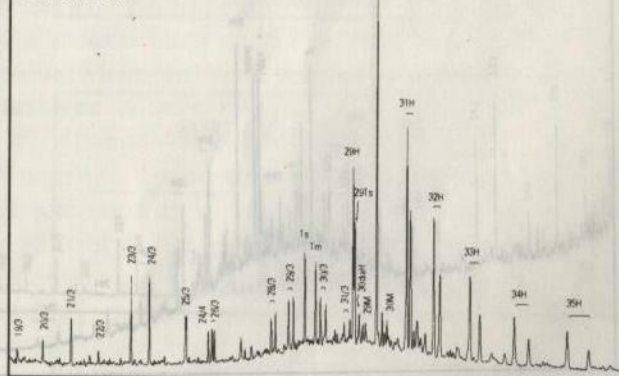
STERANES M/Z 217



PETROLEOS TIPO PLATAFORMA NORIENTAL



TRITERPANES M/Z 191



STERANES M/Z 217

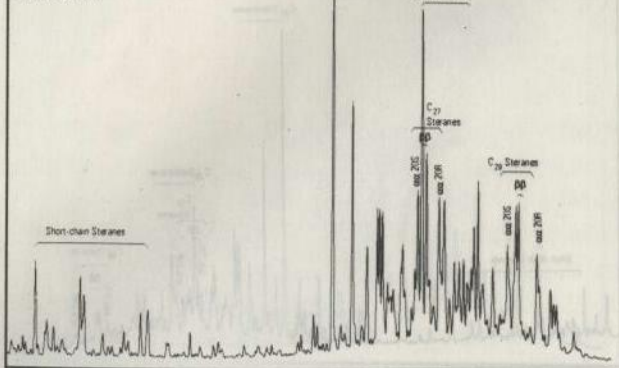
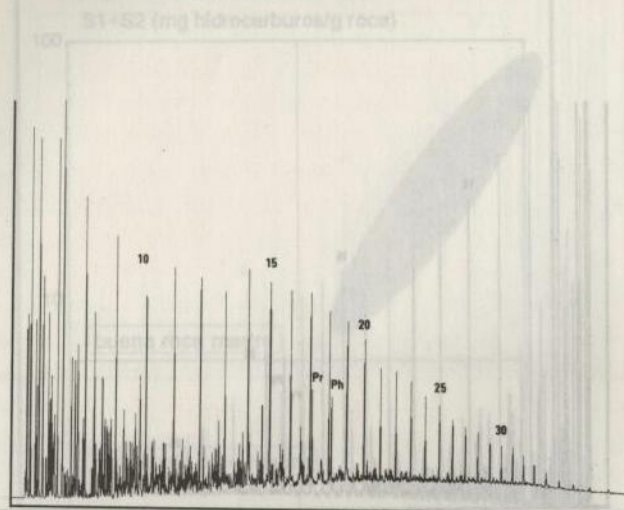


Figura 8. Fm Vaca Muerta: cromatogramas y "fingerprints" de biomarcadores de los petróleos tipo Malargüe y Plataforma Nororiental

PETROLEOS TIPO ENGOLFAMIENTO



PETROLEOS TIPO SUR DORSAL

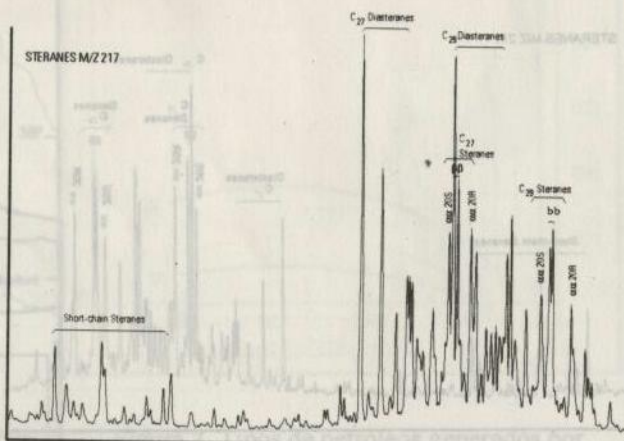
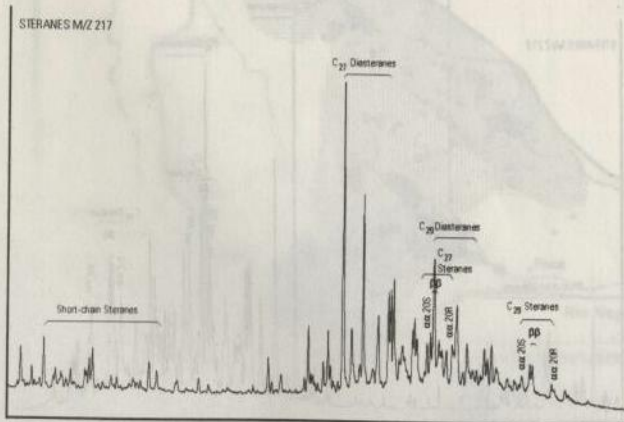
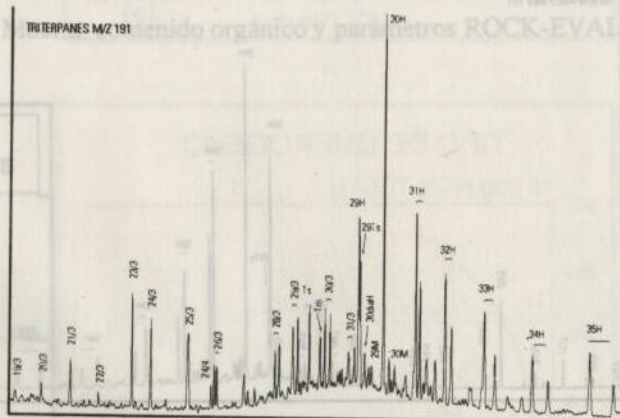
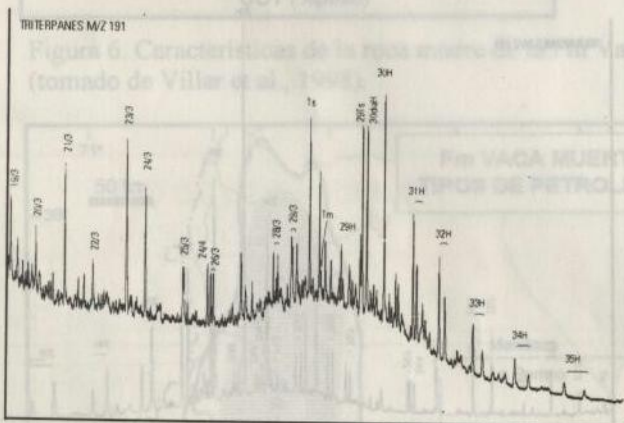
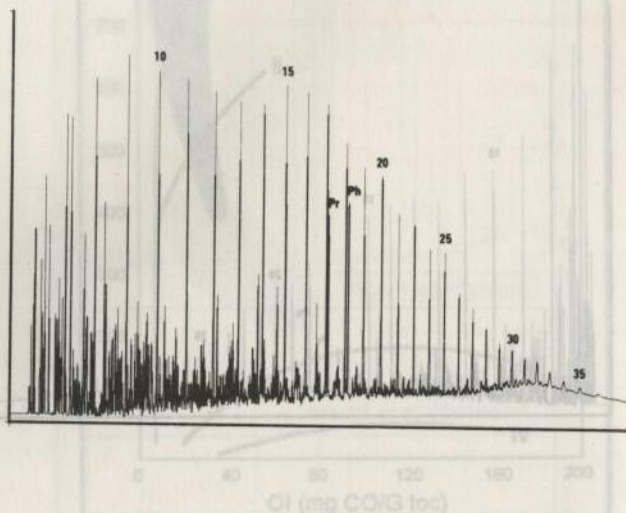


Figura 9. Fm Vaca Muerta: cromatogramas y "fingerprints" de biomarcadores de los petróleos tipo Engolfamiento y Sur Dorsal

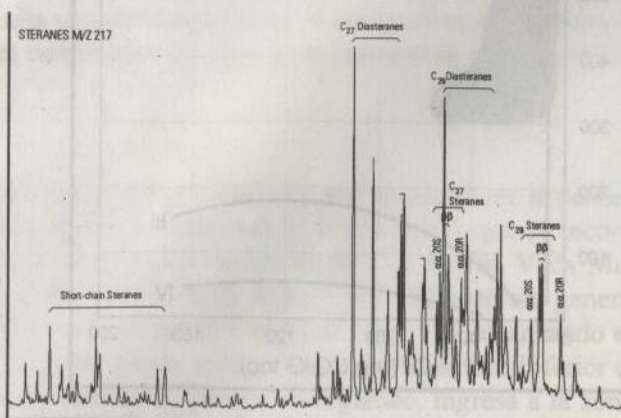
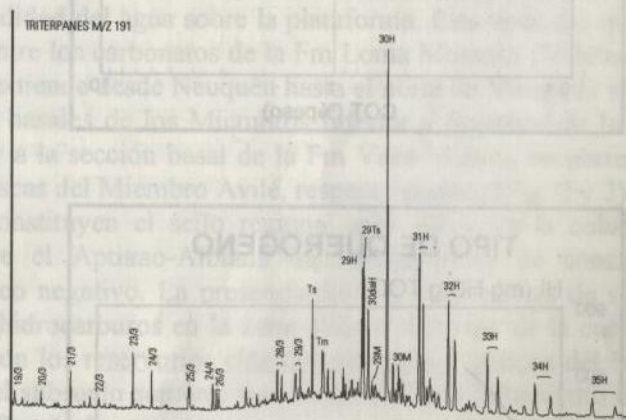
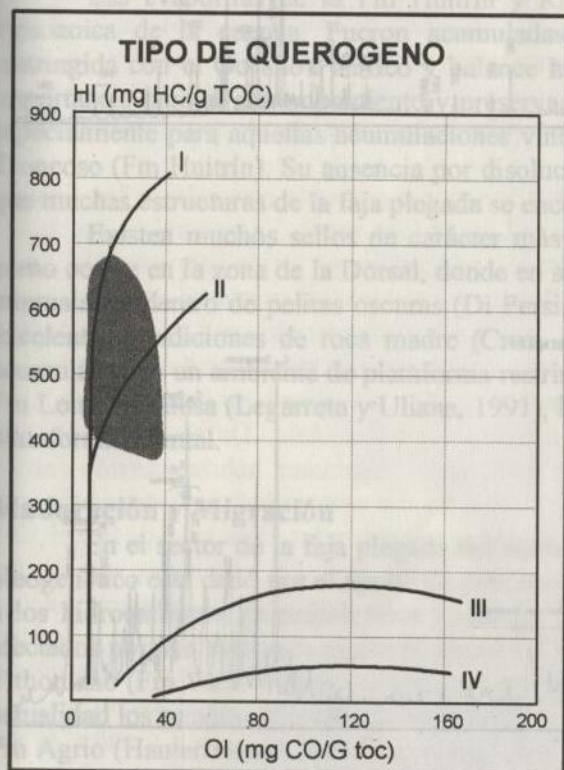
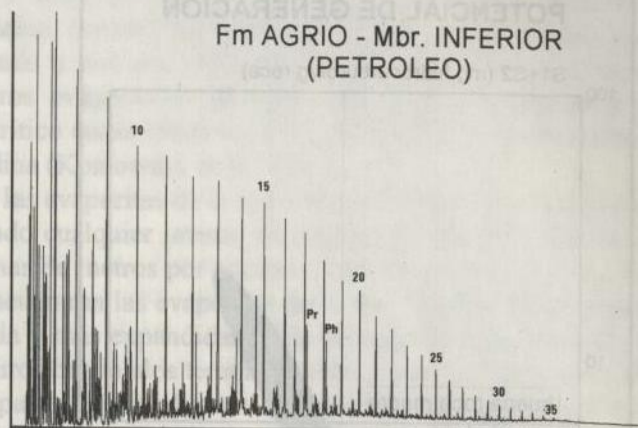
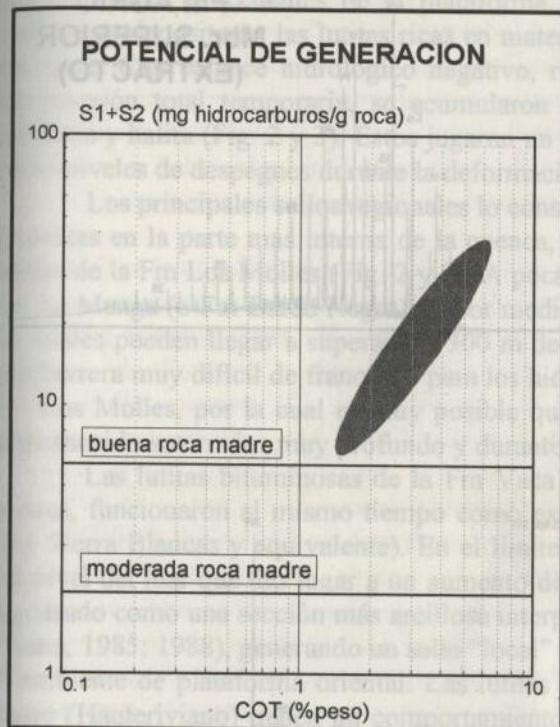


Figura 10. Características de la roca madre del Mbr. Inferior de la Fm Agrio: contenido orgánico y parámetros ROCK-EVAL. Cromatograma y "fingerprints" de biomarcadores de petróleos.

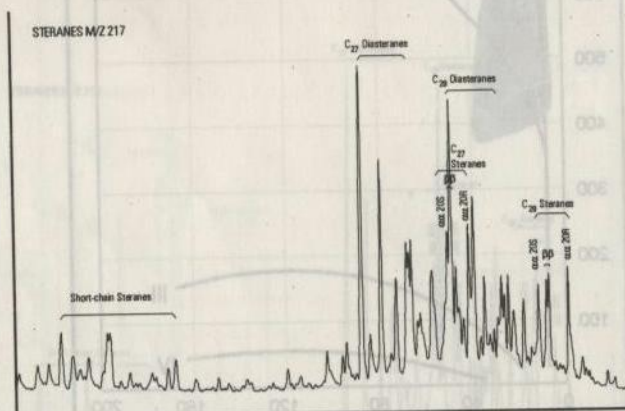
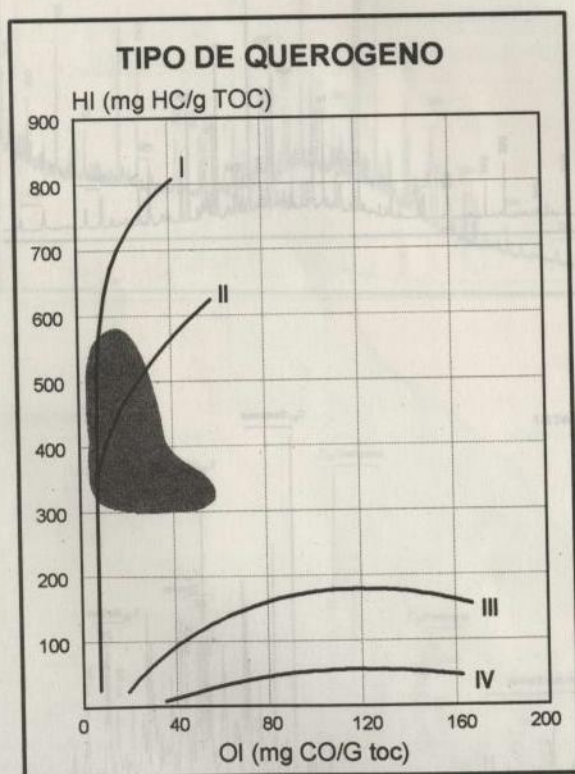
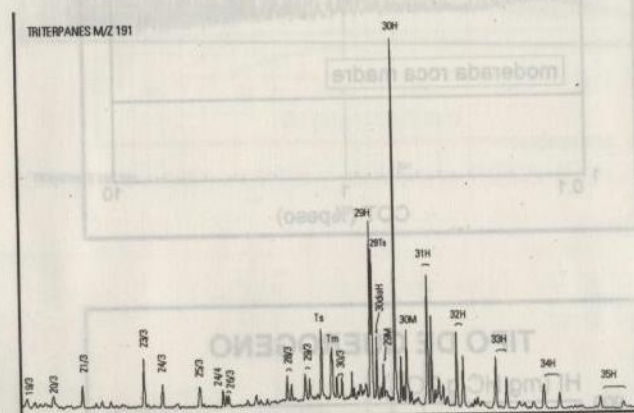
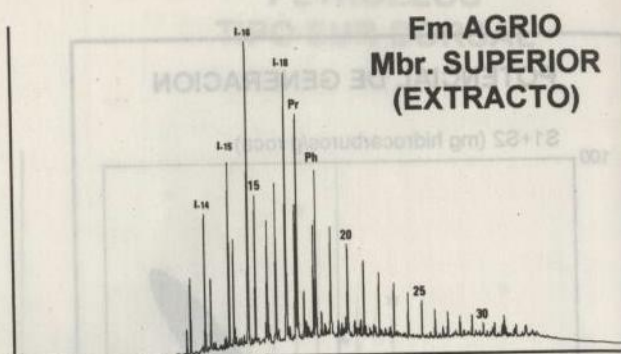
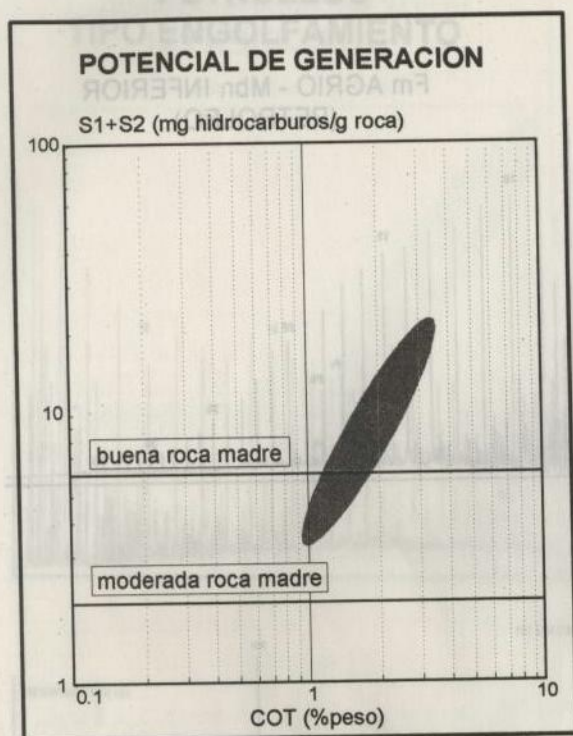


Figura 11. Características de la roca madre del Mbr. Superior de la Fm Agrio: contenido orgánico y parámetros ROCK-EVAL. Cromatograma y "fingerprints" de biomarcadores de petróleos.

dinámica del arco magmático, cambios eustáticos y el clima imperante. Durante los episodios de ascenso eustático y buen intercambio de aguas con el Océano Pacífico, a través del edificio volcánico parcialmente sumergido, en ambientes de aguas calmas se acumularon espesas secciones de arcillas producto de las progradaciones procedentes de la plataforma (Fig. 3). Bajo condiciones restringidas y balance hidrológico positivo se depositaron las lutitas ricas en materia orgánica, excelentes rocas madres y, al mismo tiempo, sellos efectivos. Con balance hidrológico negativo, relacionado a una alta restricción con el mar abierto, e incluso desconexión total temporaria, se acumularon miembros evaporíticos de centro de cuenca, compuestos por anhidrita y halita (Fig. 2 y 3). Estos jugaron un papel crítico como efectivos sellos regionales y, posteriormente, como niveles de despegues durante la deformación Andina (Kozłowski, et al., 1997).

Los principales sellos regionales lo constituyen las evaporitas de la Fm Tábanos (Calloviano Medio) solo presentes en la parte más interna de la cuenca, afectando cualquier intento de migración vertical desde la roca madre de la Fm Los Molles (Fig. 2 y 3). A pocas decenas de metros por encima y con las pelitas y calizas de la Fm La Manga (o Fm Barda Negra) de por medio, se encuentran las evaporitas de la Fm Auquileo (Oxfordiano), las cuales pueden llegar a superar los 300 m de potencia y más expandidas hacia el antepaís. Este intervalo fue una barrera muy difícil de franquear para los hidrocarburos originados tempranamente en las pelitas negras de la Fm Los Molles, por la cual es muy posible que gran parte de ellos fueron destruidos térmicamente por haber permanecido soterrados muy profundo y durante un largo tiempo geológico.

Las lutitas bituminosas de la Fm Vaca Muerta (Tithoniano) además de ser la mejor roca madre de la cuenca, funcionaron al mismo tiempo como excelente sello sobre los reservorios clásticos del Jurásico Tardío (Fm Sierra Blancas y equivalente). En el límite Jurásico-Cretácico tuvo lugar en la cuenca un ascenso relativo del nivel del mar que dio lugar a un aumento de profundidad del agua sobre la plataforma. Este episodio quedó registrado como una sección más arcillosa interpuesta entre los carbonatos de la Fm Loma Montosa (Mitchum y Uliana, 1985; 1988), generando un sello "local" que se extiende desde Neuquén hasta el norte de Malargüe sobre el ambiente de plataforma oriental. Las lutitas oscuras basales de los Miembros Inferior y Superior de la Fm Agrio (Hauteriviano) tienen un comportamiento similar a la sección basal de la Fm Vaca Muerta, recubriendo los reservorios clásticos de la Fm Mulichinco y las areniscas del Miembro Avilé, respectivamente (Fig. 2 y 3).

Las evaporitas de la Fm Huitrín y Rayoso constituyen el sello regional más joven de la columna mesozoica de la cuenca. Fueron acumuladas durante el Aptiano-Albiano bajo condiciones de conexión restringida con el Océano Pacífico y balance hidrológico negativo. La presencia de este intervalo es de suma importancia para el entrapamiento y preservación de hidrocarburos en la zona oeste y noroeste de la cuenca, especialmente para aquellas acumulaciones vinculada con los reservorios clásticos fluviales y eólicos del Mbr. Troncoso (Fm Huitrín). Su ausencia por disolución en el subsuelo somero, vinculada o no con fallamiento hace que muchas estructuras de la faja plegada se encuentren "vacías".

Existen muchos sellos de carácter más local, vinculados con eventos de inundación de menor orden, como ocurre en la zona de la Dorsal, donde en sección inferior del Gr. Cuyo aparecen espesos paquetes clásticos intercalados dentro de pelitas oscuras (Di Persia et al., 1984; Hinterwimmer y Jauregui, 1984), a la sazón con excelentes condiciones de roca madre (Cruz, et al., 1999). Bajo condiciones paleogeográficas diferentes, se acumularon en un ambiente de plataforma restringida y alta tasa de evaporación, las evaporitas de sabhkha de la Fm Loma Montosa (Legarreta y Uliana, 1991), las cuales constituyen un sello muy efectivo en el ambiente de la plataforma oriental.

Maduración y Migración

En el sector de la faja plegada del noroeste de la Provincia de Neuquén y sur de Mendoza el panorama oleogenético está dado por el aporte de petróleo de las ricas facies generadoras de la Fm Agrio, que se incorpora a los hidrocarburos, principalmente gaseosos, generados y expulsados de los niveles de la Fm Vaca Muerta afectados por una avanzada madurez térmica (Cruz et al., 1996, 1998; Villar et al., 1998). El intervalo generador Tithoniano (Fm Vaca Muerta) comienza a generar petróleo hacia fines del Cretácico (Fig. 12), alcanzando en la actualidad los estadios iniciales de la generación de gas, mientras que la sección basal del Miembro Inferior de la Fm Agrio (Hauteriviano), en la que se registran los mejores valores de contenido orgánico, ingresa a la zona de generación de petróleo en el Cretácico Tardío, hacia el fin de la depositación del Gr. Neuquén, permaneciendo en dicha zona de generación hasta la actualidad (Fig. 13).

El intenso tectonismo que afectó a la región condicionó la migración inicial y la remigración de los hidrocarburos a través de nuevas vías de movilización hasta los entrapamientos dentro de reservorios

fracturados inexistentes antes de la deformación. En la porción austral, se habrían combinado diversos aspectos para contribuir al escaso éxito exploratorio de la región. La madurez térmica de los niveles generadores, notablemente superior a la registrada en el sector septentrional debido al desarrollo de una columna sedimentaria más potente, habría craqueado intensamente los hidrocarburos. La gran antigüedad de la generación y expulsión (Jurásico Tardío para la Fm Los Molles y Cretácico Temprano a Medio para la Fm Vaca Muerta) con relación a la juventud relativa de formación de las trampas (Terciario), sugiere que los hidrocarburos pudieron migrar pendiente arriba hacia posiciones marginales. No obstante, aceptar esta alternativa requiere aceptar también mejores condiciones petrofísicas de los "carriers" (Ej. Fms Lajas, Lotena, Tordillo, Mulichinco, Avilé) que las registradas en la actualidad. Finalmente, la ausencia de facies generadoras en la Fm Agrio, privó a la región de una fuente de hidrocarburos más reciente, y por lo tanto con mejores posibilidades de preservación, como lo ocurrido en el sector septentrional.

En la región del valle del Río grande, el escaso volumen de trabajos de detalle, dificulta el análisis de los sistemas petroleros de la región. En este sentido, la ausencia de trabajos de correlación geoquímica que permitan diferenciar los petróleos generados por las formaciones Vaca Muerta y Agrio, es especialmente crítica. Sin embargo, la baja a moderada madurez de esta última unidad, no le habrían permitido el desarrollo de una buena cocina. La confección de modelados térmicos en el valle del Río Grande (Fig. 12), permite inferir que las formaciones Vaca Muerta y Agrio, inician la generación de petróleo hace 80 y 72 Ma, permaneciendo en dicha zona de generación hasta la actualidad (Fig. 13). A escala regional, la madurez térmica de la región se incrementa de este a oeste, respetando el patrón observado en el resto de la Cuenca.

Sobre la plataforma oriental de la cuenca los hidrocarburos generados en las lutitas de la Fm Vaca Muerta localizadas en el borde interno de la plataforma y márgenes del área del Engolfamiento (Fig. 13). El predominio de hidrocarburos líquidos sin alteración térmica severa, apoya la idea de haber sido generados en niveles que no superan el límite basal de la ventana de petróleo (1.3 de Ro%). Dichas facies inician la generación de petróleo en Albiano (Fig. 12) y alcanzan el rango de madurez correspondiente al pico de generación de petróleo en el Terciario Tardío (Mioceno?). En esta subprovincia, el mencionado intervalo generador se encuentra mayormente inmaduro a incipientemente maduro, por lo cual los hidrocarburos acumulados son el resultado de migración lateral mediana a larga, a través de conductos relacionados con las Fm Tordillo y, principalmente, Loma Montosa. Más hacia el margen de la cuenca, la pérdida de eficiencia de los sellos facilita cortas migraciones verticales hacia los reservorios de la Fm Centenario (pendiente arriba) y también en el Gr. Choiyoi, donde la columna sedimentaria se acuña sobre estas rocas fuertemente alteradas. Asimismo, las importantes acumulaciones de petróleo pesado de Llancanelo (Malargüe), atestiguan una componente de migración lateral significativa hacia el borde de cuenca.

El Engolfamiento, reúne acumulaciones de petróleos muy livianos a gaseosos asociados a los sistemas petroleros Vaca Muerta-Sierras-Blancas y Los Molles (Toarciano)-Lotena (gas seco). En general se acepta que los hidrocarburos asignados al primer sistema petrolero citado, se componen principalmente de gas y condensado acumulado en la Fm Tordillo (o Fm Sierras Blancas) y, en menor medida petróleos muy livianos (> 40° API) en las formaciones Quintuco y Mulichinco. En tanto los hidrocarburos generados en la Fm Los Molles, se acumularon en niveles arenosos de las formaciones Lajas y Lotena y se componen mayormente de metano (gas seco). La edad de las etapas de generación de las rocas madres (Fig. 12), se estimó mediante el modelado térmico de la columna estratigráfica correspondiente a la zona Loma La Lata-Añelo. De acuerdo con dicha estimación, la generación de petróleo a partir de las lutitas querogénicas del Toarciano, habría ocurrido entre el Jurásico Medio Tardío y el Cretácico Temprano (168-125 Ma) y a partir de ese momento dicho intervalo ingresa en la zona de gas. Las pelitas Tithonianas, de excelente riqueza orgánica y localizadas en la base de la Fm Vaca Muerta, inician la generación de petróleo durante el Albiano Tardío (104 Ma). En el tiempo actual estos depósitos, si bien continúan en la ventana de petróleo, se encuentran próximos a la zona de generación de gas (Fig. 13). Desde el flanco oriental y hacia posiciones internas de cuenca, se registra una disminución progresiva de la densidad de los hidrocarburos en el mismo sentido que se incrementa la madurez térmica de los niveles generadores (Fm Vaca Muerta y Los Molles), debido principalmente al espesamiento de la columna Cretácica. Asociado a esto, los hidrocarburos normales (negros) desaparecen hacia el centro de la cuenca a partir de una línea curva que pasa al oeste de Aguada Pichana-Loma La Lata, sudoeste de Aguada San Roque-Loma La Yeguas, y sur de Filo Morado. Este comportamiento de los hidrocarburos, sugiere para esta subprovincia migraciones laterales cortas favorecidas por las características petrofísicas pobres de los "carriers". A esto contribuyó la buena preservación en el tiempo de la eficiencia de los sellos y, principalmente, el importante

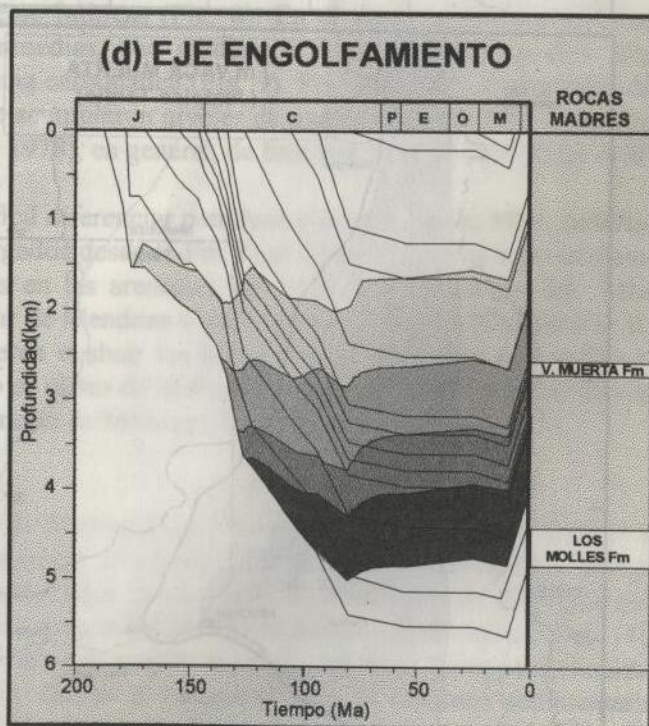
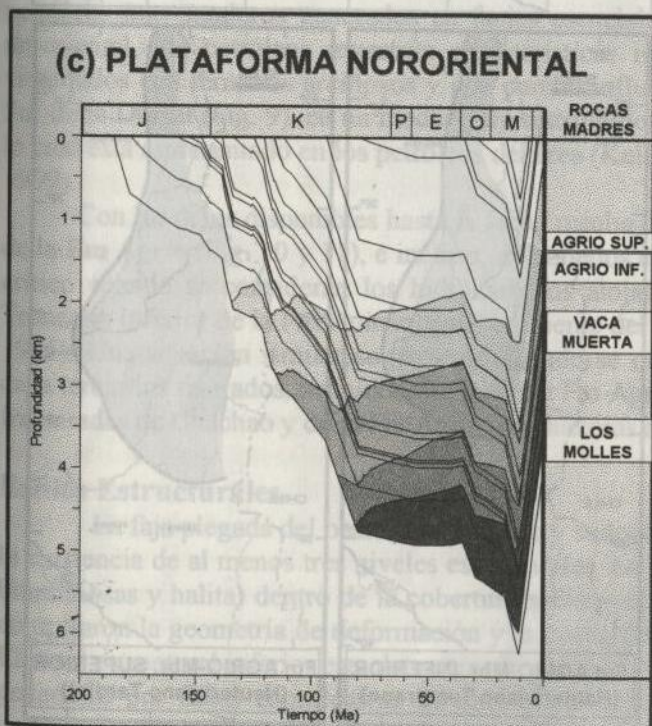
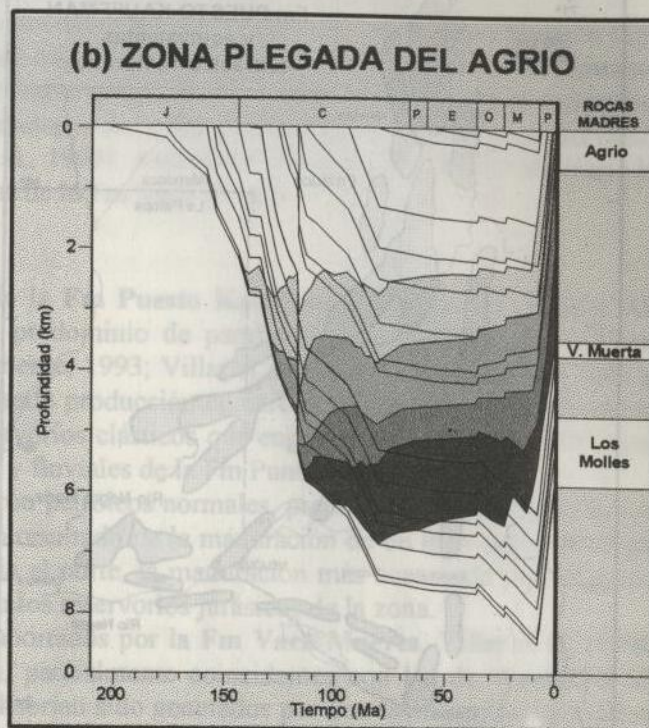
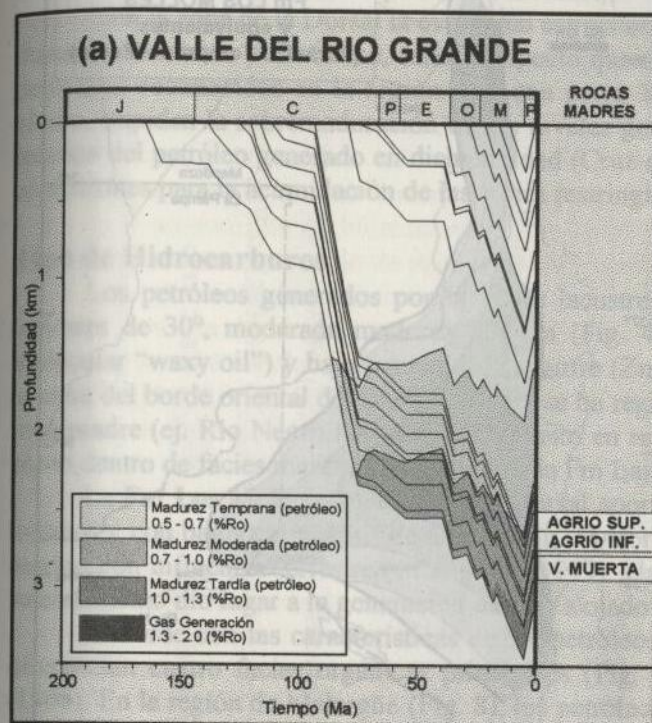


Figura 12. Modelos Tiempo-Temperatura para la Cuenca Neuquina.



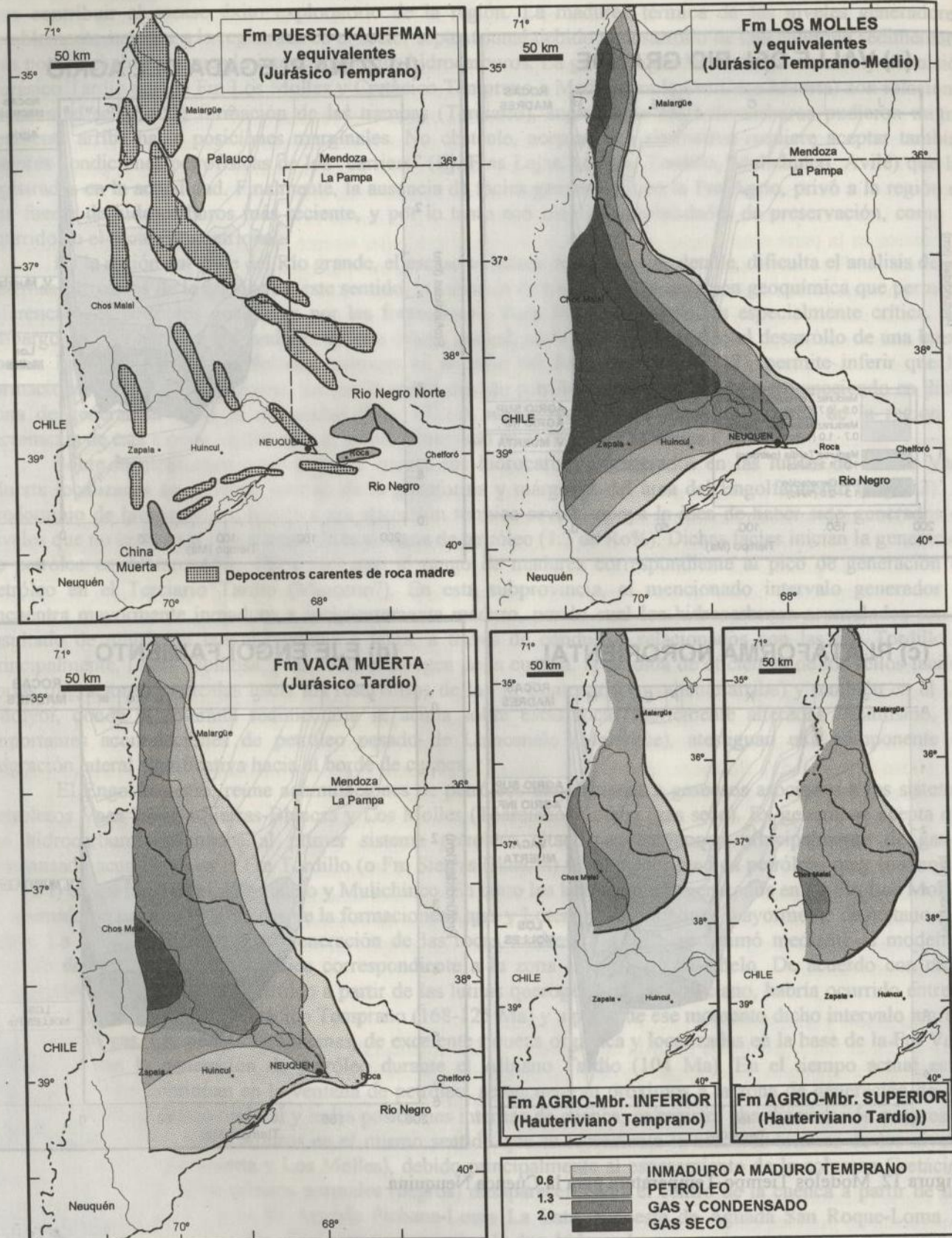


Figura 13. Maduración térmica (actual) de las rocas madres de la Cuenca Neuquina: Fm Puesto Kauffman, Fm Los Molles, Fm Vaca Muerta y Fm Agrio (Miembros Inferior y Superior).

desarrollo en espesor de las evaporitas oxfordianas. Aspectos que impidieron el movimiento vertical ascendente hacia reservorios más fríos, lo que habría favorecido la conservación térmica de los fluidos.

En la zona de la Dorsal la evolución estructural a través de los sucesivos movimientos que tuvieron lugar durante el Jurásico y Cretácico, sería el aspecto que tiene mayor influencia en el desarrollo de los dos sistemas petroleros reconocidos en la región. Por una parte, los importantes períodos erosivos asociados al tectonismo citado, impiden la sobremaduración de los niveles generadores de la Fm Los Molles y facilitan la preservación térmica del petróleo generado en dicha unidad (Cruz et al., 1999). Asimismo, el ascenso de la Dorsal crearía las condiciones para la acumulación de las facies restringidas de la Fm Vaca Muerta.

Tipo de Hidrocarburos

Los petróleos generados por la facies lacustre de la **Fm Puesto Kauffman** presentan densidades API mayores de 30°, moderada madurez térmica (Fig. 4), predominio de parafinas (especialmente de alto peso molecular "waxy oil") y bajo contenido de azufre (Zumberge, 1993; Villar et al., 1998). Hasta la fecha, solo en la zona del borde oriental del Engolfamiento se ha registrado producción comercial de petróleo generado en esta roca madre (ej. Río Negro Norte), alojado tanto en reservorios clásticos que engranan con las pelitas lacustres, como dentro de facies marino marginales de la Fm Lajas y fluviales de la Fm Punta Rosada.

La **Fm Los Molles** a lo largo de la Dorsal aportaron petróleos normales, predominantemente parafinicos, livianos y con bajos contenidos de azufre (Fig. 5), como resultado de la maduración de un querógeno de origen marino con influencia terrestre (Cruz et al., 1999). Hacia el norte, la maduración más acentuada por un mayor soterramiento dio lugar a la generación del gas alojado en los reservorios jurásicos de la zona.

Acorde con las características de los petróleos aportados por la **Fm Vaca Muerta**, Villar et al. (1998) diferencian cuatro facies orgánicas principales (Fig. 7), parcialmente coincidentes con las de Wavrek et al., (1996). En la región de Malargüe (Fig. 8), los petróleos habrían sido generados por una facies orgánica arcillosa con influencia carbonática, lo cual se condice con el sistema deposicional predominante para este intervalo (Legarreta et al., 1981). El ámbito del Engolfamiento (Villar et al., 1993; Talukdar et al., 1994), dio origen a petróleos muy maduros generados en facies esencialmente lutíticas (Fig. 8). En el dominio de la plataforma nororiental, los petróleos muestran características intermedias, con madurez media a moderadamente alta, vinculados con términos arcillosos y con parcial influencia carbonática (Fig. 9). Por último, en el ambiente del Sur de la Dorsal (Fig. 9), en un medio muy restringido se acumularon niveles de querógeno muy ricos en azufre, lo cual está representado en los petróleos del área (Kelly, 1978), en general, de baja madurez térmica (Cruz et al., 1999).

Con los datos disponibles hasta la fecha resulta difícil diferenciar petróleos generados en el **Mbr. Inferior** de la **Fm Agrio** (Fig. 10 y 11), e incluso, de aquellos cargados desde la Fm Vaca Muerta. Esto es especialmente crítico cuando se consideran los hidrocarburos alojados en las areniscas del Mbr. Avilé y en las del Mbr. Troncoso Inferior de la Fm Huitrín, en el ambiente del sur de Mendoza y noroeste del Neuquén (Gulisano et al., 1996). Una situación similar se presenta cuando se quieren evaluar los hidrocarburos presentes en los filones capa terciarios fisurados, intruidos dentro de la Fm Agrio en el sur de Malargüe (Schiuma, 1989) y en las calizas fracturadas de Chachao y de la Fm Agrio, productoras al norte de Malargüe (Uliana et al., 1977).

Estilos Estructurales

La faja plegada del oeste del Neuquén y sudoeste de Mendoza tiene como rasgo estructural sobresaliente la existencia de al menos tres niveles estructurales. La presencia de espesas secciones altamente dúctiles (lutitas bituminosas y halita) dentro de la cobertura sedimentaria dio lugar al desarrollo de los niveles de despegue que controlaron la geometría de deformación y la evolución estructural del ámbito occidental de la cuenca (Fig. 14). El nivel estructural inferior está determinado por las estructuras de amplio radio de curvatura (braquianticlinales) generadas por fallas compresivas de alto ángulo que involucran al basamento y a la columna sedimentaria jurásica (Braquianticlinales de la Cordillera del Viento, de Sierra de Reyes, Pampa Tril, Curaco-Yesera del Tromen, Sierra Azul y Malargüe). En su mayoría, son el resultado de la inversión tectónica de las antiguas fracturas maestras extensionales que delimitaban los grábenes originales del Triásico-Jurásico Temprano (Kozłowski, 1991; Mancada y Figueroa, 1993; Uliana et al., 1995). El nivel estructural intermedio es el que caracteriza y confiere el aspecto morfoestructural propio de una faja plegada, con un esquema de deformación dominante del tipo lamina o piel delgada. Está determinada por anticlinales angostos, elongados en sentido norte-sur y de pequeño radio de curvatura, separados por amplios sinclinales (Fig. 1 y 14, AA'). La presencia de

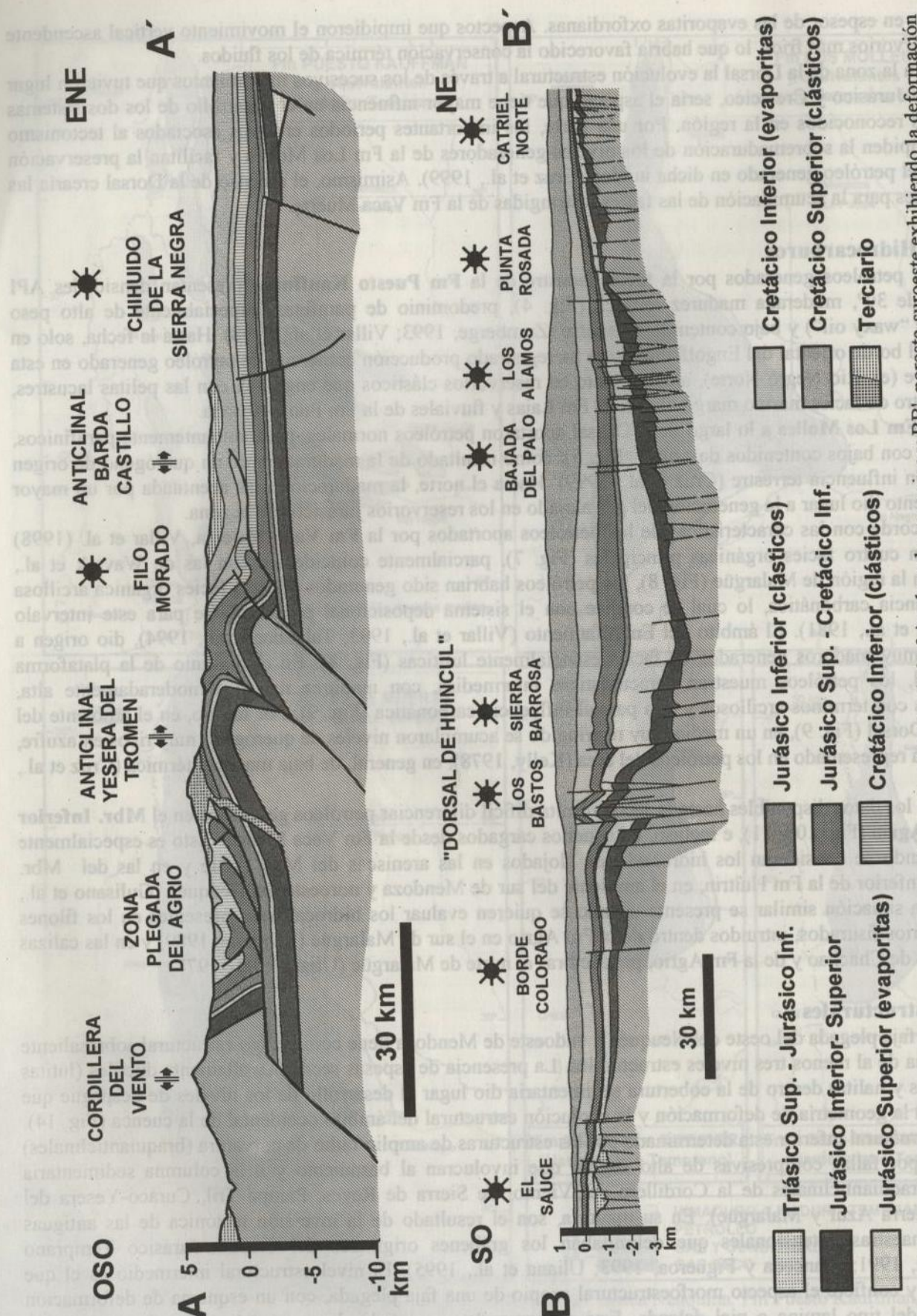


Figura 14. Cortes estructurales: AA', este-oeste ilustrando el estilo de la faja plegada neuquina y BB', noreste-suroeste exhibiendo la deformación en los flancos de la cuenca y las características de la "Dorsal de Huincul". En ambos se indican las principales acumulaciones de hidrocarburos.

estos últimos y la ausencia de una vergencia definida en los anticlinales asociados, son características propias de una faja plegada con un relativamente bajo porcentaje de acortamiento. El nivel estructural superior está constituido por la columna sedimentaria del Cretácico Superior-Terciario, que solamente se encuentra preservada en las depresiones estructurales presentes tanto en la zona interna de la faja plegada como al frente del pie de sierra externo de la misma (sinclinales frontales). Desde el punto de vista de la mecánica de deformación, se puede considerar que los niveles estructurales inferior e intermedio adoptaron un comportamiento tectónico activo frente a los esfuerzos tangenciales del Terciario, mientras que el nivel estructural superior adopta un comportamiento tectónico pasivo, en relación con la deformación que experimentaba el subyacente. Otro rasgo importante de carácter regional, y el más significativo desde el punto de vista de la prospección de hidrocarburos, es que el pie de sierra externo de la faja plegada se define hacia el antepaís adyacente por medio de un frente de corrimiento ciego (no emergente). Conformando una faja muy angosta y no desarrolla verdaderas molasas, como las que caracterizan a las fajas plegadas que se resuelven hacia el antepaís a través de corrimientos emergentes o abanicos imbricados de fallas. Geométricamente se resuelve como una zona triangular (Fig. 14), generada por rampas que determinan pliegues por propagación o flexión de fallas ("duplex"), con nivel de despegue inferior en las secciones plásticas tithonianas-berriasianas, y nivel de despegue superior en las evaporitas aptiano-albianas (Ploszkiewicz, 1987; Viñes, 1990; Kozłowski et al., 1997). Fuera de la faja plegada propiamente dicha, en el centro oeste del Neuquén y hacia el ámbito del sur de Mendoza, se puede identificar cierto número de estructuras amplias que corresponden a la inversión tectónica de bloques de basamento que originalmente conformaban el fondo de los hemigrábenes del Triásico Tardío-Jurásico Temprano (Mancada y Figueroa, 1993; Uliana, et al., 1995; Uliana et al., 1999). Como ejemplo, cabe mencionar las estructuras de Chacaico, Chihuidos, Cara Cura, Del Petiso, Ranquil-co, Palauco, Rincón Amarillo, Cerro Boleadero, todos ellos localizados en lo que podría definirse como una zona de transición estructural entre el frente de corrimiento de la faja plegada y el antepaís. Una excepción a esta distribución es la determinada por el alto de Chihuido de la Sierra Negra, que se localiza en una posición más externa, dentro del ámbito de la plataforma estructural, sobre el flanco nororiental de la cuenca. En general, estos braquianticlinales se caracterizan por estar genéticamente relacionados con fallas de alto ángulo y de vergencia occidental, que tectónicamente podrían ser considerados como estructuras profundas relacionadas con esfuerzos tangenciales de naturaleza compresiva ("thrust uplift" de Berg, 1962; Brown, 1988).

En el ambiente de la plataforma nororiental, correspondiente al flanco sudoeste del Sistema de la Sierra Pintada, y en el ámbito del sur de la llamada Dorsal de Huincul, implantado sobre el borde norte del Macizo Nordpatagónico, el estilo estructural preponderante está dado por el movimiento diferencial de bloques del basamento y la suave deformación de la relativamente delgada cubierta sedimentaria, conformando un plegamiento supratenué tipo "drape folds" (Fig. 1 y 14, BB'). Este tipo de deformación está asociado a un patrón estructural controlado originalmente por fallas extensionales que conformaban la línea de articulación entre una plataforma tectónicamente estable y el área subsidente hacia el interior de la cuenca. Muchas de las estructuras se mantuvieron activas por largos períodos de tiempo, fenómeno que quedó impreso en el registro sedimentario, expresado por cambios de espesor y/o facies.

La denominada "Dorsal o Falla de Huincul" (Fig. 14, BB') corresponde a una angosta faja de deformación que se extiende por más de 200 km, con orientación OSO-ENE, donde coexisten estructuras compresionales y extensivas, muchas de ellas con disposición en echelon. Conformando una típica "estructura en flor" relacionada con una zona de transpresión pre-Andina, sumamente activa. Asociado a este rasgo y a la extensión generalizada del Triásico Tardío-Jurásico Temprano, se originó un conjunto de hemigrábenes donde se acumularon espesas secciones sedimentarias, ya sea integrada por capas rojas, rocas volcánicas, lacustres, o facies marinas. El movimiento a lo largo de esta zona de megacizalla (Ploszkiewicz et al., 1984), tipo lateral derecho, dio lugar al desarrollo de cuñas extensionales, alzamientos compresivos y pliegues vinculados con fallas con desplazamiento lateral. Los procesos tectónicos fueron coetáneos con la sedimentación y dieron origen a espesamientos marcados asociados a fallas con crecimiento sinsedimentario, mientras que en zonas más elevadas y como consecuencia de descensos del nivel de base relativo, se produjo intensa erosión localizada, truncamientos y acumulación de cuñas de sedimentos adosados a los flancos de las estructuras (Uliana et al., 1995; Vergani et al., 1996).

Los Sistemas Petroleros y las Acumulaciones de Hidrocarburos

Sobre la base de las características de la sucesión sedimentaria (rocas madres, reservorios y sellos), de los diferentes estilos estructurales, de la distribución de las cocinas (evolución termal) y la relación con la distribución de las acumulaciones de hidrocarburos, se han diferenciado zonas o distritos petroleros que presentan un cierto número de rasgos geológicos en común. En este capítulo, más que identificar sistemas petroleros según una nomenclatura "roca madre-reservorio", se describirán las características del entrapamiento, los reservorios/sellos más importantes y la o las rocas madres que pudieran haber suministrado los hidrocarburos dentro de cada distrito.

Faja Plegada Occidental. Las trampas que han sido efectivas para la acumulación y preservación de los hidrocarburos en el ámbito occidental de la cuenca son aquellas vinculadas con el frente de corrimiento ciego de la faja, plegada que determinan un tren estructural definido por los "duplex" asociados al frente de corrimientos. A lo largo de esa estrecha zona se encuentran los yacimientos de Filo Morado, El Portón y Chihuido de la Salina-Sierra de Reyes. Por el contrario, muchas de las potenciales trampas estructurales desarrolladas en la faja plegada quedaron desventradas y/o desprovistas del sello regional, dado por las evaporitas del Gr. Rayoso. Ese fenómeno se debió al alzamiento y rotación de las mismas debido a la inversión tectónica de las fallas extensionales vinculadas con la apertura de la cuenca. En el oeste del Neuquén, se agrega el hecho que el marcado soterramiento de la columna sedimentaria dio lugar a una intensa diagénesis de las facies clásticas, obliterando gran parte de la porosidad y permeabilidad necesarias para alojar hidrocarburos (Barrenechea Piñeiro, 1982). No obstante, la zona de desarrollo de la faja plegada es un área propicia para la generación de reservorios por fracturación, involucrando niveles estratigráficos más profundos con preservación de los sellos envolventes (Fm Tordillo, Fm Mulichinco). Desafortunadamente, de acuerdo a los estudios geoquímicos y al modelado térmico (Cruz et al., 1996; Kozłowski et al., 1997), las rocas madres que podrían haber cargado esos reservorios potenciales, se encuentran dentro de la ventana de gas seco (Fm Vaca Muerta), o bien, alcanzaron niveles de sobremaduración (Fm Los Molles). En el noroeste del Neuquén y sudoeste de Mendoza el soterramiento no fue tan marcado, de manera que el nivel de maduración fue menor tanto para la Fm Vaca Muerta como especialmente para la Fm Agrio, la cual se encuentra dentro de la ventana de petróleo (Speziale e Ivorra Orts, 1978; Del Vo y Pando, 1987; Cruz et al., 1996, 1998). Las areniscas del Mbr. Avilé en el extremo norte del Neuquén y luego hacia el norte, las del Mbr. Troncoso (Gulisano, et al., 1996; Legarreta et al., 1996a; Legarreta et al., 1996b), son los reservorios más prolíficos en el frente de la faja plegada (Fig. 15). En el ambiente de Malargüe los carbonatos valanginianos de la Fm Chachao, en Puesto Rojas (Uliana et al., 1977; Płoszkiewicz, 1993) y los filones capa terciarios fracturados de la Fm Molle, en Vega Grande y estructuras del valle del Río Grande (García et al., 1982; Schiuma, 1989; Andrada, 1993c; Cazau, 1993), resultaron ser excelentes reservorios naturalmente fracturados, productores de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Transición Faja Plegada-Antepaís. Corresponde al ambiente estructural donde cobran importancia las grandes estructuras braquianticlinales que involucran al basamento del Paleozoico y presentan una vergencia occidental dominante. Varios de estos fueron profundamente erosionados con exposición del núcleo paleozoico (Sierra de Chacaico, Cara Cura, Sierra Azul, Anticlinal Malargüe) y otros carecen de reservorios (Del Petiso, Ranquil-Có). En contrapartida, algunos contienen reservorios de muy buena calidad con producción de hidrocarburos, tal el caso de los yacimientos de Aguada Rodeo-Pichana-Sierra Chata, situados en el tren de Chihuidos, con gas alojados en las areniscas valanginianas de la Fm Mulichinco. Otros dentro de la estructura involucran varios niveles estratigráficos portadores de excelentes condiciones de reservorios, como es el caso de la zona de Chihuido de la Sierra Negra, con producción de las areniscas eólicas del Mbr. Avilé de la Fm Agrio y del Mbr. Troncoso de la Fm Huitrín (Gulisano et al., 1996; Legarreta et al., 1996b) y de las areniscas marinas de plataforma interna del Mbr. Superior de la Fm Agrio. En la zona del sur de Mendoza, en el tren productivo de petróleo de las Sierras de Palauco-Cajón de los Caballos, la inversión tectónica involucró tanto a los niveles que forman parte del relleno del graben original (informalmente designado como "Lias-Dogger Inferior"), como a los bancos calcáreos valanginianos de la Fm Chachao, generando reservorios naturalmente fracturados (Andrada, 1993b). Los hidrocarburos alojados dentro de los reservorios del "Lias-Dogger Inferior" se habrían generado dentro de facies lacustres depositadas en el hemigraben de Palauco durante el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, inicialmente designado como Gr. Cuyo, mientras los almacenados dentro de la Fm Chachao fueron generados en las Fms Vaca Muerta y/o Agrio (Rosso, 1990). Muy posiblemente, el yacimiento de Cerro Fortunoso (Andrada, 1993d), un anticlinal con vergencia occidental y productivo de las areniscas y conglomerados del Gr. Neuquén (Cretácico Superior), pueda ser asimilado a esta provincia petrolera. En el

CUENCA NEUQUINA

HABITAT DE LOS HIDROCARBUROS

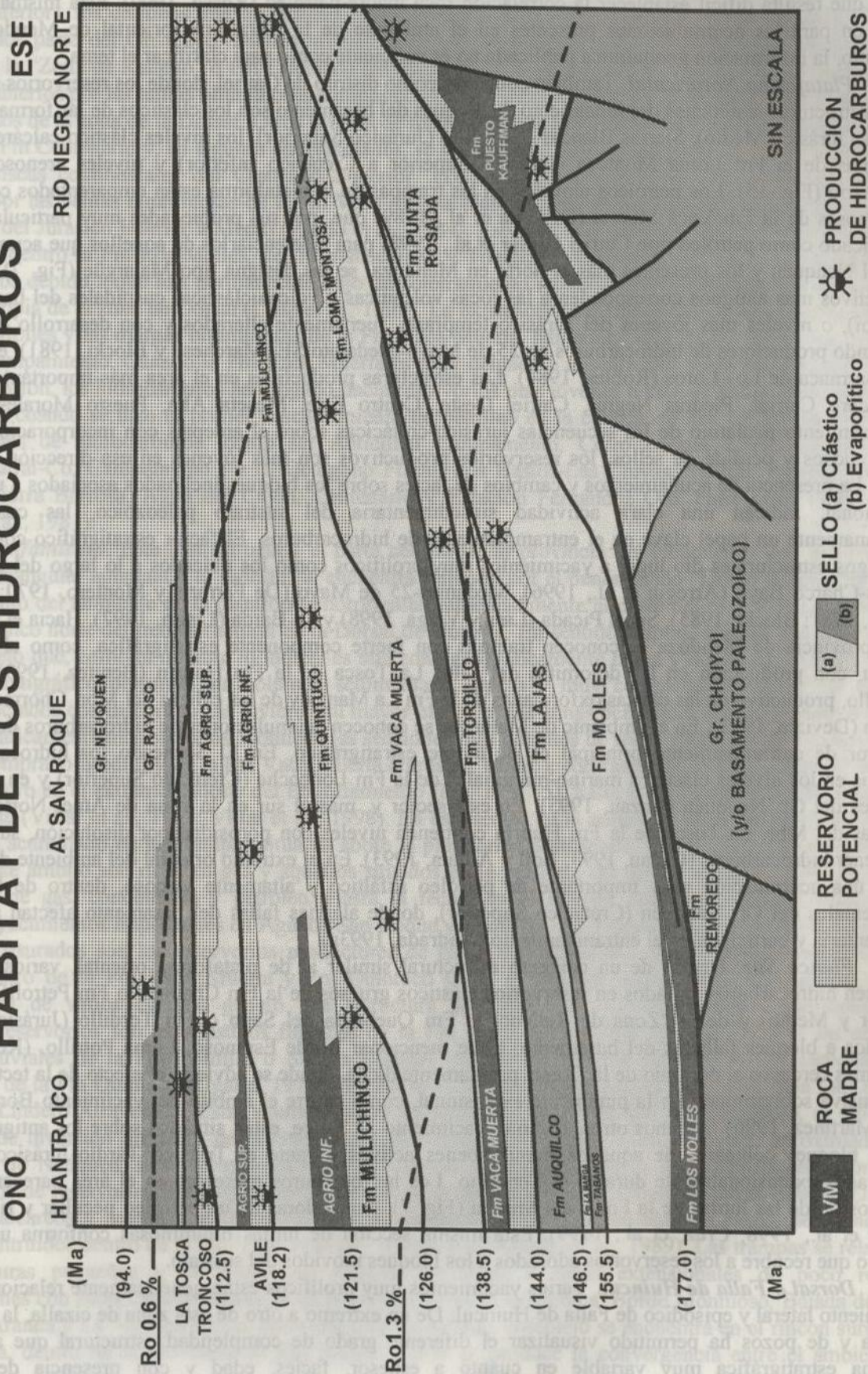


Figura 15. Esquema de distribución de las rocas madres, reservorios, sellos y principales acumulaciones de hidrocarburos.

ámbito de Malargüe, las lutitas negras de la Fm Vaca Muerta y de la Fm Agrio contienen querógenos similares, por lo que resulta difícil establecer la correlación roca madre-petróleo (Rosso, 1990). Esta misma situación se plantea en para las acumulaciones presentes en el ambiente de la plataforma oriental de Mendoza y por el momento, la información geoquímica publicada no es suficiente como para clarificar el tema.

Plataforma Nororiental. También conocido como distrito de Catriel, donde los reservorios involucrados en las estructuras resultantes del fallamiento de bloques del basamento son los clásticos de las formaciones Punta Rosada (Jurásico Medio), Sierras Blancas o Tordillo (Jurásico Superior), los niveles clástico-calcáreos, calizas y dolomitas de la Fm Loma Montosa (Jurásico Superior a Cretácico Inferior) y niveles arenosos de la Fm Centenario (Fig. 15). Los petróleos alojados en las trampas de la plataforma están emparentados con las lutitas bituminosas de la Fm Vaca Muerta (Di Lena et al., 1989) que, por sus propiedades muy particulares se lo ha identificado como petróleo tipo Catriel (Villar et al., 1998) para diferenciarlos de aquellos que acumulados en el NE del Neuquén y los presentes más al norte en Mendoza, se los designa tipo Malargüe (Fig. 7). Los niveles productivos más antiguos corresponden a las rocas volcánicas y volcanoclásticas cuspidales del basamento (Gr. Choiyoi), o niveles más jóvenes del Jurásico temprano, fuertemente alterados y con desarrollo de porosidad, resultando productores de hidrocarburos en 25 de Mayo-Medanito SE (Marchese y Blocki, 1981), en Rinconada y en Barranca de Los Loros (Robles, 1984). Las estructuras productivas en el área más importantes son las de Divisadero Catriel, Piedras Negras, Catriel Oeste, Centro Este, Meseta Alta, Puesto Morales. Debido al adelgazamiento paulatino de las secuencias jurásico-cretácicas sobre el antepaís con incorporación de niveles más arenosos y pérdida de sellos, los reservorios productivos son más jóvenes en esa dirección (ver Robles, 1984). La presencia de acuífamientos y cambios de facies sobre los bloques inclinados asociados a una tectónica extensional, indican una clara actividad sinsedimentaria del sustrato paleozoico, las cuales jugaron tempranamente un papel clave en el entrapamiento de hidrocarburos. El factor estratigráfico combinado con los rasgos estructurales dio lugar a yacimientos muy prolíficos como los ubicados a lo largo del tren de Entre Lomas-Charco Bayo (Arregui et al., 1996), Medanito-25 de Mayo (De Ferraris y Montero, 1970; Marchese y Blocki, 1981; Blocki, 1985), Señal Picada (Lara y Veiga, 1998) y La Barda (Linari, 1997). Hacia el norte, dentro de la provincia de Mendoza se conocen trampas con fuerte componente estratigráfica, como el caso Puesto Molina, con producción en las dolomitas del Mbr. La Tosca de la Fm Huitrín (Benitez, 1993) y Cañadón Amarillo, productivo de las calizas oxfordianas de la Fm La Manga y de las calizas del Mbr. Chorreado de la Fm Huitrín (Devizia, 1993). En el ambiente de Malargüe se conocen acumulaciones de hidrocarburos donde también el factor de entrapamiento principal es de índole estratigráfico. En El Sosneado los hidrocarburos están alojados en los niveles clásticos marino-marginales de la Fm Loncoche (Cretácico Superior) y en las areniscas fluviales del Gr. Neuquén (Cazau, 1993). En este sector y, más al sur en la zona de Atuel Norte, las calizas oolíticas del Mbr. La Tosca de la Fm Huitrín contienen niveles con porosidad por disolución, suficiente para almacenar hidrocarburos (Cazau, 1993; Boll y Alliata, 1993). En el extremo oriental del ambiente de plataforma existe una acumulación muy importante de petróleo asfáltico y altamente viscoso, dentro de las areniscas continentales del Gr. Neuquén (Cretácico Superior), donde algunas fallas del basamento afectan a la cubierta sedimentaria y participan en el entrapamiento (Andrada, 1993a).

Flanco Sur. Dentro de un contexto estructural similar al de plataforma oriental, varios yacimientos producen hidrocarburos alojados en reservorios clásticos gruesos de la Fm Challacó o Fm Petrolífera (Jurásico Inferior y Medio) y de la "Zona de Relleno" o Fm Quebrada del Sapo o Fm Tordillo (Jurásico Superior), adosados a bloques fallados del basamento. Cabe mencionar Borde Espinoso, Loma Potrillo, (Kelly, 1978) y otros, más cercanos al dominio de la Dorsal propiamente dicha, donde se advierte el efecto de la tectónica lateral transtensiva sobreimpuesta a la puramente extensional, como ocurre el ámbito del yacimiento Borde Colorado Este (Martínez, 1996). Algunos otros, como el yacimiento El Sauce, están situados sobre los antiguos hombros de los bloques colgantes de aquellos hemigrábenes activos durante el Triásico Tardío-Jurásico Temprano, reactivados extensionalmente durante el Terciario. Los hidrocarburos presentes en el área parecen haber sido cargados desde las lutitas de la Fm Vaca Muerta (Fig. 7), generadoras de un petróleo peculiar y rico en azufre (Villar et al., 1998; Cruz, et al., 1999). Esta misma sección de lutitas bituminosas conforma un sello muy efectivo que recubre a los reservorios adosados a los bloques movidos del sustrato.

Dorsal o Falla de Huincul. Varios yacimientos muy prolíficos están genéticamente relacionados con el movimiento lateral y episódico de Falla de Huincul. De un extremo a otro de esta zona de cizalla, la información sísmica y de pozos ha permitido visualizar el diferente grado de complejidad estructural que afecta a una columna estratigráfica muy variable en cuanto a espesor, facies, edad y con presencia de numerosas

discontinuidades, resultado de la actividad tectónica sinsedimentaria (Limeres, 1996; Vergani et al., 1996). Los reservorios más antiguos corresponden a las areniscas y conglomerados intercalados dentro de la Fm Molles (Jurásico Inferior), los clásticos marino marginales de la Fm Lajas y capas rojas de la Fm Challacó (Jurásico Medio), todos parte del Gr. Cuyo. Dichos niveles junto con el integrado por los conglomerados y areniscas fluviales de la "Zona de Relleno" o Fm Quebrada del Sapo o Fm Tordillo (Jurásico Superior), en la mayoría de los casos cubiertos por las lutitas bituminosas e impermeables de la Fm Vaca Muerta, han sido uno de los niveles más prolíficos de la zona de la Dorsal. Otros niveles de interés lo constituyen los carbonatos y clásticos de la Fm Quintuco y Fm Centenario y, en algunas oportunidades, se han hallado acumulaciones menores de hidrocarburos en las areniscas continentales del Cretácico Superior. Los hidrocarburos presentes en esta zona han sido generados por las pelitas bituminosas de la Fm Vaca Muerta (Jurásico Superior) y en las lutitas negras de la Fm Los Molles del Jurásico Inferior a Medio (Pando et al., 1984). Estudios más recientes, identifican dos intervalos generadores dentro la Fm Los Molles, del Pliensbachiano y Toarciano-Aaleniano, los cuales no se encuentran sobremaduros debido a que han permanecido bajo un soterramiento relativamente somero por la estructuración temprana propia de la zona de Dorsal (Cruz et al., 1999). La existencia de distintos intervalos lutíticos dentro de la Fm Los Molles y las margas bituminosas de la Fm Vaca Muerta, han contribuido como sellos muy efectivos para el entrapamiento. Cuando la Fm Vaca Muerta es muy delgada o ausente, por no-acumulación y en otros casos por erosión, los hidrocarburos han fugado hacia reservorios más jóvenes o bien se han perdido totalmente. Desde 1915, cuando se hizo el primer descubrimiento de petróleo en la cuenca, se han encontrado numerosas acumulaciones de hidrocarburos, como ser Anticlinal Campamento, Cerro Lotena, Cerro Granito, Cerro Bandera, Cutral-Co, Campamento I y II, Octógono Fiscal, Los Bastos-Las Chivas, Salitral, Aguada Baguales, Senillosa, Sierra Barrosa, Agua del Cajón, Centenario y Estación Fernández Oro, entre otros (Kelly, 1978; Orchueta et al., 1981).

Engolfamiento. Este distrito ocupa la parte central de la provincia del Neuquén y con una forma de embudo, o triangular apuntando al sudeste, se encuentra limitado por el denominado "Dorso de los Chihuidos", el hundimiento del ambiente de la plataforma nororiental, inmediatamente al oeste del eje Entre Lomas-Charco Bayo y el flanco norte del tren estructural de la Dorsal de Huincul. En sentido amplio, muchas veces se lo llama Bajo de Añelo que, como el nombre lo indica, es una zona geográficamente plana y deprimida. Desde el punto de vista estratigráfico presenta una columna sedimentaria espesa y muy completa, dado que los procesos erosivos asociados con discordancias tuvieron su mayor efecto en las zonas periféricas que ocupaban posiciones paleotopográficamente más elevadas. Contiene las secciones más potentes de rocas madres de la Fm Los Molles (Jurásico Temprano-Medio) y de la Fm Vaca Muerta (Jurásico Tardío), con rango de madurez térmica que varía desde inmaduro en el extremo sudeste del Engolfamiento (Fig. 13 y 15), hasta el de gas/condensado y gas seco, hacia el oeste (Villar et al., 1993; Villar et al., 1998). En este sector de la cuenca se ubica la principal "cocina" del petróleo acumulado en las trampas situadas sobre la plataforma nororiental, mientras los que se encuentran dentro de este ámbito son ricos en gas y aquellos situados en la periferia del ambiente del Engolfamiento, son productores de gas, condensado y petróleo. Hasta la fecha, en el interior del Engolfamiento, solo se han encontrado yacimientos importantes en Aguada San Roque y Loma de Las Yeguas, donde los cuerpos intrusivos alterados y fisurados son los reservorios productores de gas (Orchueta et al., 1989). Estos cuerpos aparecen alojados dentro de la Fm Vaca Muerta y Fm Quintuco y, en el caso de Aguada San Roque (Fig. 15), la superposición de varios cuerpos generó una estructura antiformal que cierra en cuatro direcciones. Los principales reservorios son los clásticos fluviales de la Fm Punta Rosada (Peroni et al., 1982), las areniscas eólicas y fluviales de la Fm Tordillo o Sierras Blancas (Muñoz et al., 1984) y los niveles carbonáticos y dolomíticos de la Fm Quintuco (Ugarte, 1977; Carozzi et al., 1982), los cuales producen en Loma La Lata, Río Neuquén y Lindero Atravesado. Estas acumulaciones ubicadas en la periferia del Engolfamiento, se vinculan a estructuras de inversión producto de la reactivación de antiguas fallas que corren NW-SE, aproximadamente paralelas al río Neuquén. Los yacimientos situados sobre la margen nororiental del Engolfamiento, producen hidrocarburos de reservorios integrados por las areniscas de la formaciones Lotena y Sierras Blancas (Jurásico Superior), calcáreos y areniscas de la Fm Quintuco (Cretácico Inferior) y, en algunos casos, de filones capa alterados e intruidos dentro de la Fm Vaca Muerta y Quintuco (Orchueta et al., 1989). Las trampas se relacionan con estructuras pequeñas y de muy bajo relieve, asociadas a fallas extensionales de poco rechazo. Acumulaciones con estas características se las encuentra en Veta Escondida, Borde Montuoso, Bajada del Palo, Rincón de Aranda y La Amarga Chica, entre otros. El sector más complejo se encuentra en el rincón suroriental de la cuenca, dentro de la provincia de Río Negro, donde se produce la convergencia entre el ambiente del

Engolfamiento Neuquino, la zona de la Falla de Huincul y el sector sur de la Plataforma Nororiental. Corresponde a la zona de Río Negro Norte, descrita por Orchuela y Ploszkiewicz, 1984), donde están los yacimientos de Estancia Vieja, Puesto Prado y Loma Negra. Desde el punto de vista de la evolución estratigráfica y estructural, tiene rasgos muy similares a los observados en la zona de la Dorsal, puesto que se advierten profundos hemigrábenes, donde se acumularon las facies lacustres ricas en materia orgánica (Uliana et al., 1999), fluviales y volcánicas del Triásico Tardío (?) -Jurásico Temprano. Estos depocentros sufrieron inversión tectónica sinsedimentaria, generando varias discordancias, truncamientos y fuertes eventos erosivos, tanto durante la acumulación de la Fm Kauffman como del Gr. Cuyo. Durante el Jurásico Superior y Cretácico el área estuvo afectada por eventos compresivos y extensionales que generaron variaciones de facies y espesores. De un lado a otro de las fallas. Los principales reservorios se encuentran en los clásticos fluviales y de abanicos deltaicos lacustres de la Fm Puesto Kauffman, facies litorales de la Fm Lajas, fluviales de la Fm Punta Rosada y de la Fm Sierras Blancas o Tordillo. Los diferentes petróleos fueron generados a partir de las lutitas lacustres de la Fm Puesto Kauffman (Villar et al., 1998), de la Fm Vaca Muerta y de las facies organógenas de la Fm Los Molles, cuyo desarrollo es mayor hacia el oeste, confirmado en la zona de Estación Fernández Oro (Cruz et al., 1999).

Conclusiones

El marco geodinámico que gobernó la paleogeografía de la cuenca de trasarco y su interacción con los cambios eustáticos jugaron un papel clave en la composición y distribución rocas madres, reservorios y sellos dentro de la pila sedimentaria. Durante la tectogénesis Andina, esos componentes estratigráficos dejaron su impronta en la deformación y generación de trampas estructurales a lo largo de la faja plegada. En esta subprovincia, las rocas madres que permanecieron sin sufrir una maduración extrema, suministraron hidrocarburos dentro de un sistema con migración vertical a través de fallas y estilo de entrapamiento con alta impedancia. El alzamiento y posterior erosión de las evaporitas albianas no permitió la preservación de potenciales acumulaciones por la pérdida del sello vertical. Niveles estratigráficos más profundos carecen de reservorios y las potenciales rocas generadoras se encuentran sobremaduras.

La plataforma oriental contiene excelentes reservorios y empobrecimiento de los sellos hacia el borde de la cuenca. Es una franja con baja impedancia, donde la carga de hidrocarburos fue dependiente de migraciones medianas a largas desde zonas más profundas situadas al oeste. En sectores con presencia de trampas estructurales y/o combinadas, hubo acumulaciones de importancia, mientras que en áreas no estructuradas, o con escasez de sellos, los hidrocarburos migraron hasta reservorios más someros y sufrieron una muy fuerte biodegradación. El flanco sur de la cuenca tiene muchos rasgos en común, aunque con un estilo de entrapamiento con mayor impedancia. Además, los hidrocarburos aquí almacenados, que se caracterizan por el contenido de azufre, se habrían generado en una cocina localizada en este sector situado por detrás de la Dorsal, elemento morfotectónico que tuvo una fuerte tendencia a permanecer como un elemento positivo, interpuesto entre el flanco sur y la "cocina" del Engolfamiento.

La zona de la Dorsal o Falla de Huincul, madura desde el punto de vista exploratorio y de desarrollo, presenta una alta complejidad estratigráfica y estructural sinsedimentaria, lo cual dio lugar a yacimientos muy ricos y de características altamente variables. Algunos sectores fueron cargados verticalmente y desde corta distancia desde la cocina situada en la misma dorsal generando hidrocarburos a partir la roca madre del Jurásico Temprano a Medio (Fm Los Molles). No obstante, otros se cargaron a través de una migración más larga desde Engolfamiento, utilizando la roca generadora del Jurásico Tardío (Fm Vaca Muerta). En todos los casos, debido a la compleja interrelación reservorio-sello-trampa, hubo una gran variabilidad de la impedancia, desde alta a baja.

El Engolfamiento, donde se encuentra preservada la "cocina" mayor de la cuenca, varias rocas madres generaron diversos tipos de hidrocarburos en las distintas etapas de su evolución. El Engolfamiento mismo es área con alta impedancia y excelente para la movilización horizontal de los hidrocarburos. De hecho, los distintos tipos trampas desarrolladas en la periferia de esta gran cocina, fueron apropiadamente cargados y contienen gran parte del petróleo y gas generado en la cuenca.

Agradecimientos

Queremos expresar nuestro agradecimiento a PETROLERA ARGENTINA SAN JORGE y a YACIMIENTOS PEROLIFEROS FISCALES S.A. por haber autorizado la publicación del presente trabajo. A

Ismael Orchuela por las fructíferas discusiones acerca de la geología del petróleo de la cuenca Neuquina y a Elena Expósito y Adriana de Cruz por la revisión de manuscrito.

Bibliografía Citada en el Texto

- ANDRADA, L., 1993a. Yacimiento Llancanelo. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 457-458.
- ANDRADA, L., 1993b. Yacimiento Pampa Palauco. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 459-462.
- ANDRADA, L., 1993c. Yacimientos Los Cavaos-Mala del Medio-Río Grande. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 463-470.
- ANDRADA, L., 1993d. Yacimiento Cerro Fortunoso. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 473-476.
- ARREGUI, C., S. BENOTTI y O. CARBONE, 1996. Sistemas petroleros asociados en los yacimientos Entre Lomas, Provincia del Neuquén. Decimotercer Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: 287-306. Buenos Aires.
- BARRENECHEA PIÑEIRO, J., 1982. Prospección de reservorios fracturados en la faja plegada del oeste neuquino. Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Exploración Actas I: 267-282.
- BENITEZ, J: 1993. Cuenca Neuquina Surmendocina. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 377-386.
- BERG, R., 1962. Mountain flank thrusting in Rocky Mountain foreland, Wyoming and Colorado. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 46(11): 2019-2032.
- BLOCKI, R.R., 1985. Relación entre litofacies, perfiles y las respuestas a la inyección de agua en la Formación Quintuco. Petrotecnia, I.A.P., XXVI(4): 12-23.
- BOLL, A. y P. ALLIATA, 1993. Yacimiento Atuel Norte. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 479-484.
- BROWN, W.G., 1988. Deformational style of Laramide uplifts in the Wyoming foreland. Geological Society of America, Memoir 171: 1-25.
- CAROZZI, A.V., M. BALIÑA, S. BLANCO IBAÑEZ, S. CORBARI, J. CONSTANZO, L. GUSTAVINO, I. ORCHUELA, M. PEDRAZZINI Y M. VALENZUELA, 1982. Análisis sedimentológico y dianagético de los carbonatos del Miembro Superior de la Fm Quintuco en el Yacimiento Loma La Lata, Provincia del Neuquén. Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas: 65-84.
- CAZAU, L. 1993. Yacimientos Sosneado y Vega Grande. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 451-456.
- CRUZ, C.E., E. KOZLOWSKI y H.J. VILLAR, 1998. Agrio (Neocomian) petroleum systems: main target in the Neuquén basin thrust belt. American Association of Petroleum Geologists, International Conference and Exhibition, Ext. Abstr.: 670-671, Río de Janeiro.
- CRUZ, C.E., F. ROBLES, C.A. SYLWAN y H.J. VILLAR, 1999. Los sistemas petroleros de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. Publicado en este Congreso.
- CRUZ, C.E., H.J. VILLAR y N. MUÑOZ G., 1996. Sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal, Cuenca Neuquina, Argentina. Decimotercer Congreso Geológico Argentino, Actas I: 45-60. Buenos Aires.
- DE FERRARIS, C.I.C. y C.A. MONTERO, 1970. Los planos isoporosos obtenidos de perfiles en la evaluación y localización de trampas estratigráficas de hidrocarburos. Petrotecnia XX: 30-43.
- DEL VO, S.G. y G.A. PANDO, 1987. Generación de hidrocarburos, historia térmica y posibilidades de entrapamiento en la faja plegada de Neuquén, Argentina. Décimo Congreso Geológico Argentino, Actas II: 277-280. Tucumán.
- DEMAISON G. y HUIZINGA, 1991. Genetic classification of petroleum systems. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 75: 1626-1643.
- DEVIZIA, C., 1993. Yacimiento Cañadón Amarillo. Relatorio del XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza: 477-478.
- DI LENA, J.F., H. MARCHESE y R.F. BLOCKI, 1989. Evaluación de rocas generadoras en la Cuenca Neuquina. Primer Congreso Nacional Exploración Hidrocarburos, I: 311-34. BsAs.

- DI PERSIA, O., J.S. LOZA y C.D. ARREGUI, 1984. Análisis estratigráfico y paleoambiental del Grupo Cuyo en el sector sur de la Cuenca Neuquina, provincia del Neuquén. Noveno Congreso Geológico Argentino, Actas I: 154-171.
- FERNANDEZ SEVESO, F., G.A. LAFFITTE y D.F. FIGUEROA, 1996. Nuevos plays jurásicos en el Engolfamiento Neuquino. Decimotercer Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: 281. Buenos Aires.
- GARCIA, C., H. BROCCA, R. MARTINEZ, S. ARTURI, R. FERRANTE y L. REBORI, 1982. Importancia de las rocas ígneas intrusivas como reservorios de hidrocarburos en la cuenca Neuquén-Sur mendocina. Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas: 97-114. BsAs.
- GULISANO, C.A. y A. GUTIERREZ PLEIMLING, 1988. Depósitos eólicos del Miembro Avilé (Formación Agrio, Cretácico Inferior) en el norte del Neuquén, Argentina. Séptimo Congreso Geológico Argentino Actas: 120-124. Bs. As.
- GULISANO, C.A., A. GUTIERREZ PLEIMLING y R. DIGREGORIO, 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la provincia del Neuquén. Noveno Congreso Geológico Argentino Actas I: 236-259. Bs. As.
- GULISANO, C.A., S.A. MINNITI, G.C. ROSSI y H.J. VILLAR, 1996. Hydrocarbons related to Early Cretaceous source rocks, reservoir and seals, trapped in the northwestern Neuquen Basin, Argentina. Second International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists and Sociedad Venezolana de Geología, Abstract A48. Caracas, Venezuela.
- HINTERWIMMER, G.A. y J.M. JAUREGUI, 1984. Análisis de facies de los depósitos de turbiditas de la Formación Los Molles en el sondeo Barda Colorada Este, Provincia del Neuquén. Noveno Congreso Geológico Argentino Actas III: 124-135. Bs. As.
- HOGG, S.L., 1993. Geology and Hydrocarbon potential of the Neuquen Basin. *Journal of Petroleum Geology* 16(4): 383-396.
- KELLY, J.G., 1978. Yacimientos de hidrocarburos. Séptimo Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 265-288.
- KOZLOWSKI, E., 1991. Structural geology of the NW neuquina Basin, Argentina. Cuarto Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, 1: 5-13. Bogotá.
- KOZLOWSKI, E., C.E. CRUZ y C. SYLWAN, 1997. Modelo exploratorio en la faja corrida de la cuenca Neuquina, Argentina. Sexto Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas" Memorias I: 15-31.
- LARA, M.E. y R. VEIGA, 1998. 3D delineation of the structural and stratigraphic controls on hydrocarbon accumulations in the Señal Picada Block, Neuquen Basin, Argentina. International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists and The Brazilian Association of Petroleum geologists, Abstracts: 472. Rio de Janeiro.
- LEGARRETA, L., 1986. Litogénesis de las secuencias deposicionales carbonáticas de la F. Huitrín (Cretácico Inferior). Provincia de Mendoza. Primera Reunión Argentina Sedimentología, Resúmenes Expandidos, 173-176. La Plata, Argentina.
- LEGARRETA, L., 1990. Evolution of a Callovian-Oxfordian carbonate margin in the Neuquén Basin of west-central Argentina: facies, architecture, depositional sequences and global sea-level changes. *Sedimentary Geology*, 70: 209-240.
- LEGARRETA, L., C.A. GULISANO, I. ORCHUELA y S.A. MINNITI, 1996a. 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., C.A. GULISANO, M.A. ULIANA, 1993. Las Secuencias Sedimentarias Jurásico-Cretácicas. XIIº Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza, V.A. Ramos (Ed.), Relatorio I(9):87-114. Mendoza, Argentina.
- LEGARRETA, L., HINTERWIMMER, G y C. MAZARIK, 1996b. Early Aptian Fluvial Lowstand and Eolian Transgressive Sandstones (Troncoso Mbr.-Huitrín Fm): Main Reservoirs in the Central Argentine Andes. Argentina (Neuquén Basin). VI Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas. Memorias II: 5-6. Cartagena de Indias.

- LEGARRETA, L., E. KOZLOWSKI y A. BOLL, 1981. Esquema estratigráfico y distribución de facies del Grupo Mendoza en el ámbito surmendocino de la Cuenca Neuquina. VIII° Congreso Geológico Argentino Actas III:389-409. Bs. As.
- LEGARRETA, L. y M.A. ULIANA, 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill. Central Argentine Andes. En: McDonald, D.I.M. (De.): "Sea level changes at active plate margins". International Association of Sedimentology, Special Publication 12: 429-450.
- LEGARRETA, L. y M.A. ULIANA, 1995. The Jurassic Succession in West-central Argentina: Stratal Patterns, Sequences and Paleogeographic Evolution. *Paleogeography, Paleoclimatology and Paleoecology* 120:303-330.
- LIMERES, M., 1996. Sequence stratigraphy of the Lower-Middle Jurassic in Southern Neuquén: Implications for unraveling synsedimentary tectonics along the Huincul Wrench fault. *GeoResearch Forum* v.1-2: 275-284.
- LINARI, V., 1997. Discovery of the La Borda Field, Neuquen Basin, Argentina. *The Leading Edge*: 1449-1456.
- MAGOON, L.B. y W.G. DOW, 1994. The petroleum system. The petroleum system-From source to trap. *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 60: 3-25.
- MANCEDA, R. y D.F. FIGUEROA, 1993. La inversión del rift Mesozoico en la faja fallada y plegada de Malargüe, Provincia de Mendoza. Duodécimo Congreso Geológico Argentino Actas III: 219-232. Bs. As.
- MARCHESE, H.G. y R.R. BLOCKI, 1981. Yacimiento de hidrocarburos no convencional en rocas volcánicas del Grupo Choiyoi y sus reservorios asociados (25 de Mayo-Medanito SE). La Pampa-Río negro. *Asociación Geológica Argentina Revista* 34: 148-159. BsAs.
- MARTINEZ, E., 1996. Borde Colorado Este, ejemplo de yacimiento petrolífero en el área al sur de la Dorsal, Cuenca Neuquina - Provincia del Neuquén. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: 201-209.
- MENDIBERRI, H., 1985. Estratigrafía de la sección inferior de la Fm Agrio. *Boletín de Informaciones Petrolíferas*:35-51. BsAs.
- MITCHUM R.M. y M.A. ULIANA, 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquen Basin, Argentina. In: R.R. Berg y D.G. Woolverton (Eds), *Seismic Stratigraphy II: an integrated approach to hydrocarbon analysis*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 39: 255-274.
- MITCHUM R.M. y M.A. ULIANA, 1988. Regional seismic analysis of Upper Jurassic-Lower Cretaceous carbonate depositional sequences, Neuquén Basin-Argentina. In: A.W. Bally (Ed.): *Atlas of seismic stratigraphy*, American Association of Petroleum Geologists Memoir, v. 2: 206-211.
- MUÑOZ, M.E.V de., M.F. de GIUSIANO, A.T.M. de CONTI PERSINO, 1984. El origen eólico de la Formación Tordillo (Miembro Verde) en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén. *Noveno Congreso Geológico Argentino, Actas V*: 315-323.
- ORCHUELA, I., M. ARTEAGA Y S.E. PALADE, 1989. Reservorios en rocas ígneas de yacimientos gasíferos en Cuenca Neuquina. *Boletín de Informaciones Petrolíferas*, 114-130.
- ORCHUELA, I. y PLOSKIEWICZ, J.V., 1984. La Cuenca Neuquina. In: V.A. Ramos (ed) *Geología y Recursos Naturales de la provincia de Río Negro*, *Noveno Congreso Geológico Argentino, Relatorio*:163-188.
- ORCHUELA, I. y J.V. PLOSKIEWICZ Y R. VIÑES., 1984. Reinterpretación estructural de la denominada "Dorsal Neuquina", *Octavo Congreso Geológico Argentino Actas III*: 281-293.
- PANDO, G.A., G. DEL VO., G.A. LAFFITTE y M. ARGUIJO, 1984. Posibilidades oleogénicas, migración y entrapamiento en las sedimentitas jurásicas (Lías-Dogger) de la región centro-meridional de la Cuenca Neuquina. *Noveno Congreso Geológico Argentino, Actas VII*: 52-67. BsAs.
- PERONI, G., DI PERSIA, O.E., H.O. MENDIBERRI y J.S. LOZA, 1982. Análisis de las sedimentitas jurásicas (Subciclo Cuyano), en el subsuelo del sector nororiental de la Cuenca Neuquina. *Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas*, 247-266.
- PLOSKIEWICZ, J.V., 1987. Las zonas triangulares de la faja plegada y plegada de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Décimo Congreso Geológico Argentino, Actas I*: 177-180. BsAs.
- PLOSKIEWICZ, J.V., 1993. Yacimiento Cerro Mollar-Puesto Rojas. *Relatorio del XII° Congreso Geológico Argentino y II Congreso Exploración de Hidrocarburos, Geología y Recursos Naturales de Mendoza*: 447-450.
- PLOSKIEWICZ, J.V., I.A. ORCHUELA, J.C. VAILLARD y R.F. VIGNES, 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de Falla Huincul, estructuras asociadas, provincia del Neuquén. *Noveno Congreso Geológico Argentino, Actas I*: 163-169.

- ROBLES, D. 1984. Yacimientos de hidrocarburos. In: V.A. Ramos (ed) *Geología y Recursos Naturales de la provincia de Río Negro*, Noveno Congreso Geológico Argentino, Relatorio:675-692.
- RODRIGUEZ SCHELOTTO, I. ORCHUELA, M. BALIÑA, S. BLANCO IBÁÑEZ, P. FERRARESI, E. AMBROSI y A.V. CAROZZI, 1982. Medios deposicionales y microfacies de la Formación Quintuco (Berriasiano-Valanginiense) en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén. Noveno Congreso Geológico Argentino, Actas II: 503-522.
- ROSSO, M.R., 1990. Características de la materia orgánica de rocas y petróleos presentes en el valle del Río Grande (Cuenca Neuquina-Surmendocina)-Su vinculación con otros petróleos de la cuenca. Décimo Primer Congreso Geológico Argentino, Actas I: 210-213.
- SCHIUMA, M.A., 1989. Intrusiones del Valle del Río Grande, provincia de Mendoza, su importancia como productores de hidrocarburos. Universidad de La Plata, Tesis Doctoral.
- SPEZIALE, M.H. y J.L. IVORRA ORTOS, 1978. Estudio geoquímico orgánico de las formaciones Agrio y Mulichinco (Cretácico Inferior) en muestras de superficie obtenidas en el oeste de la Cuenca Neuquina. Séptimo Congreso Geológico Argentino, Actas II: 177-186.
- UGARTE, F.R., 1977. Paleoecología de las dolomitas de la Fm Quintuco. *Petrotecnia*, I.A.P.: 23-29.
- ULIANA, M.A., M.E. ARTEAGA, L. LEGARRETA, J.J. CERDAN, y G.O. PERONI, 1995. Inversión structures and hydrocarbon occurrence in Argentina, in J.G. Buchanan y P.G. Buchanan (eds.), *Basin Inversion*, Geological Society Special Publication 88, p.211-234.
- ULIANA, M.A., D. DELLAPE y G. PANDO, 1977. Análisis estratigráfico y evaluación del potencial petrolífero de las Formaciones Mulichinco, Chachao y Agrio. Cretácico Inferior, Provincia de Neuquén y Mendoza. *Revista Petrotecnia del Instituto Argentino del Petróleo*, v.16 (1-2): 31-46 y (3): 25-33. Bs As
- ULIANA, M.A. y L. LEGARRETA, 1993. Hydrocarbon Habitat in a Triassic-Cretaceous Sub-Andean setting, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16(4): 397-420.
- ULIANA, M.A., L. LEGARRETA, G.A. LAFFITTE y H. VILLAR, 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras en las cuencas petrolíferas de Argentina. Publicado en este Congreso.
- URIEN, C.M. y J.J. ZAMBRANO, 1994. Petroleum Systems in the Neuquén Basin, Argentina. In: L.B. Magoon y W.G. Dow (eds.) *The Petroleum System - from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60: 513-534. Tulsa.
- VEIGA, R. y I. ORCHUELA, 1989. Identificación de niveles generadores de hidrocarburos a partir de técnicas de perfilaje en la Formación Vaca Muerta. Primer Congreso Nacional Exploración Hidrocarburos, Actas 2:1061-1093. Mar del Plata.
- VEIGA, R. y G. ROSSI, 1992. Análisis sedimentológico del Miembro Troncoso inferior (Formación Huitrín) en el ámbito de la Sierra de Reyes, Dpto. Malargüe, Prov. De Mendoza. Cuarta Reunión Argentina de Sedimentología I: 71-78. BsAs.
- VERGANI, G.D., A.J. TANKARD, H.J. BELOTTI y H.J. WELSINK, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists Memoir* 62: 383-402.
- VILLAR, H.J., C. BARCAT, S. TALUKDAR y W. DOW, 1993. Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero del Engolfamiento Neuquino. Doceavo Congreso Geológico Argentino, Actas I: 382-394. Buenos Aires.
- VILLAR, H.J., G.A. LAFFITTE y L. LEGARRETA, 1998. The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns. *International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists and The Brazilian Association of Petroleum geologists*, Abstracts: 186-187. Rio de Janeiro.
- VILLAR H.J. y S.C. TALUKDAR, 1994. The Vaca Muerta-Sierras Blancas (!) petroleum system in the southeastern area of the Neuquén Embayment, Neuquén Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Research Conference - Geologic Aspects of Petroleum Systems*, pp. 1/6-6/6, México.
- VIÑES, R.F., 1990. Productive duplex imbrication at the Neuquina Basin Thrust Belt Front, Argentina. In: J. Letouzey (Ed), *Petroleum and Tectonics in Mobile Belts*, Ed. Technip: 69-80.
- WAVREK, D.A., M.E. LARA, G.A. LAFFITTE, S. DEL VO, J.W. COLLISTER, J.C. QUICK, R.B. ALLEN, D.M. JARVIE y H.E. HOLLOWELL, 1996. Petroleum systems charged by the Vaca Muerta (Tithonian) Formation: Neuquén Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists International Conference and Exhibition*, Abstracts 57, Caracas, Venezuela.

