

# LOS SISTEMAS PETROLEROS JURÁSICOS DE LA DORSAL DE HUINCUL. CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA.

Carlos E. Cruz<sup>1</sup> - Facundo Robles<sup>2</sup> - Claudio A. Sylwan<sup>2</sup> - Héctor J. Villar<sup>3</sup>

<sup>1</sup>) Pluspetrol E&P, <sup>2</sup>) Pan American Energy LLC., <sup>3</sup>) CIRGEO

Est. CONGRESOS  
JACK TOPOGRAFICA.....

**Abstract.** The Dorsal de Huincul is the main geologic feature of the Neuquén Basin embayment. The purpose of this paper is to characterize the source facies and describe the petroleum systems of Jurassic age present in the area. Two stratigraphic units, Los Molles Fm. (Pliensbachian-Bajocian) and Vaca Muerta Fm. (Tithonian-Berriasian) are considered to be here hydrocarbon source rocks.

Los Molles Fm., with TOC contents mostly ranging up to 3.5-4%wt, mixed type II/III, terrestrially-influenced kerogen is viewed as a fair to good oil/gas-prone source rock. Its thermal maturity is very variable from early oil to late oil window, according to stratigraphic and tectonic position. Geochemical data suggest the probable occurrence of two source sections corresponding to different Los Molles sequences. Gas data in Estación Fernández Oro, Puesto Touquet and Portezuelo fields together with oil-oil and oil-source rock correlations allowed to propose two petroleum systems for this unit: Los Molles Superior - Lajas (!) and Los Molles Inferior - Cutralcó (.).

Vaca Muerta Fm. is a highly prolific oil prone source rock, with TOC contents up to 8%wt. and amorphous-sapropelic organic matter (type I/II kerogen) deposited in an euxinic and restricted paleoenvironment, which generated "sulfur-rich" low-maturity oils. The crude oils from fields located in the central and south Dorsal area allowed an accurate oil-source and oil-oil correlation supporting the definition of the Vaca Muerta-Quebrada del Sapo (!) petroleum system.

## INTRODUCCIÓN

La Dorsal de Huincul es el elemento geológico más reconocido y característico del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Figura 1). Desde Windhausen (1914) en adelante, son numerosos los investigadores que han trabajado en esta zona, figurando una apretada síntesis en Orchuela et al. (1981). Los trabajos pioneros de exploración y producción de hidrocarburos se remontan a 1902 y 1907 con los primeros pozos perforados en Cerro Lotena (Yrigoyen, 1982), hasta que en 1918 se produce el descubrimiento comercial de hidrocarburos con el pozo perforado en Plaza Huincul. Son numerosos los trabajos publicados acerca de las características de las rocas generadoras y el hábitat petrolero de esta zona, entre los que se pueden mencionar Herrero Ducloux (1946), Kelly (1978), Speziale (1979), Pando et al. (1984), Uliana y Legarreta (1993).

Los objetivos de este trabajo son caracterizar las rocas generadoras de edad jurásica, probar las correlaciones petróleo - roca madre y definir la existencia de, al menos, dos sistemas petroleros jurásicos en el ámbito de la Dorsal de Huincul.

## MATERIAL ESTUDIADO Y MÉTODO GEOQUÍMICO

Los análisis geoquímicos se realizaron sobre muestras de *cuttings* y testigos corona de las formaciones Vaca Muerta y Los Molles y de petróleos y gases de diversos reservorios de pozos y yacimientos de la zona de la Dorsal y sur de la Dorsal, tales como Borde Colorado, Borde Colorado Este, Loma del Guanaco, Ranquil Có, Cerro Vagón, Loma Potrillo, Mina de Cobre, Aguada Quinchao, Cerro Lotena, Cerro Granito, Barda Colorada Este (BCE) y Norte (BCN), Cutralcó, Centenario, Puesto Touquet, Triple D, Campamento I y II, Anticlinal Campamento, Estación Fernández Oro (EFO) y Portezuelo (NJ).

En cada una de las muestras de roca se determinó el contenido orgánico, efectuándose pirólisis sobre aquellas que arrojaron valores mayores de 0.5% de COT (carbono orgánico total). A partir de estos resultados, se escogieron muestras para microscopía del querógeno. En la correlación petróleo-roca madre se estudiaron extractos de niveles seleccionados de las distintas unidades, comparándoselos posteriormente con las muestras de fluido disponible. La metodología de estudio para extractos, petróleos y gases es análoga a la descripta en Cruz et al. (1996).

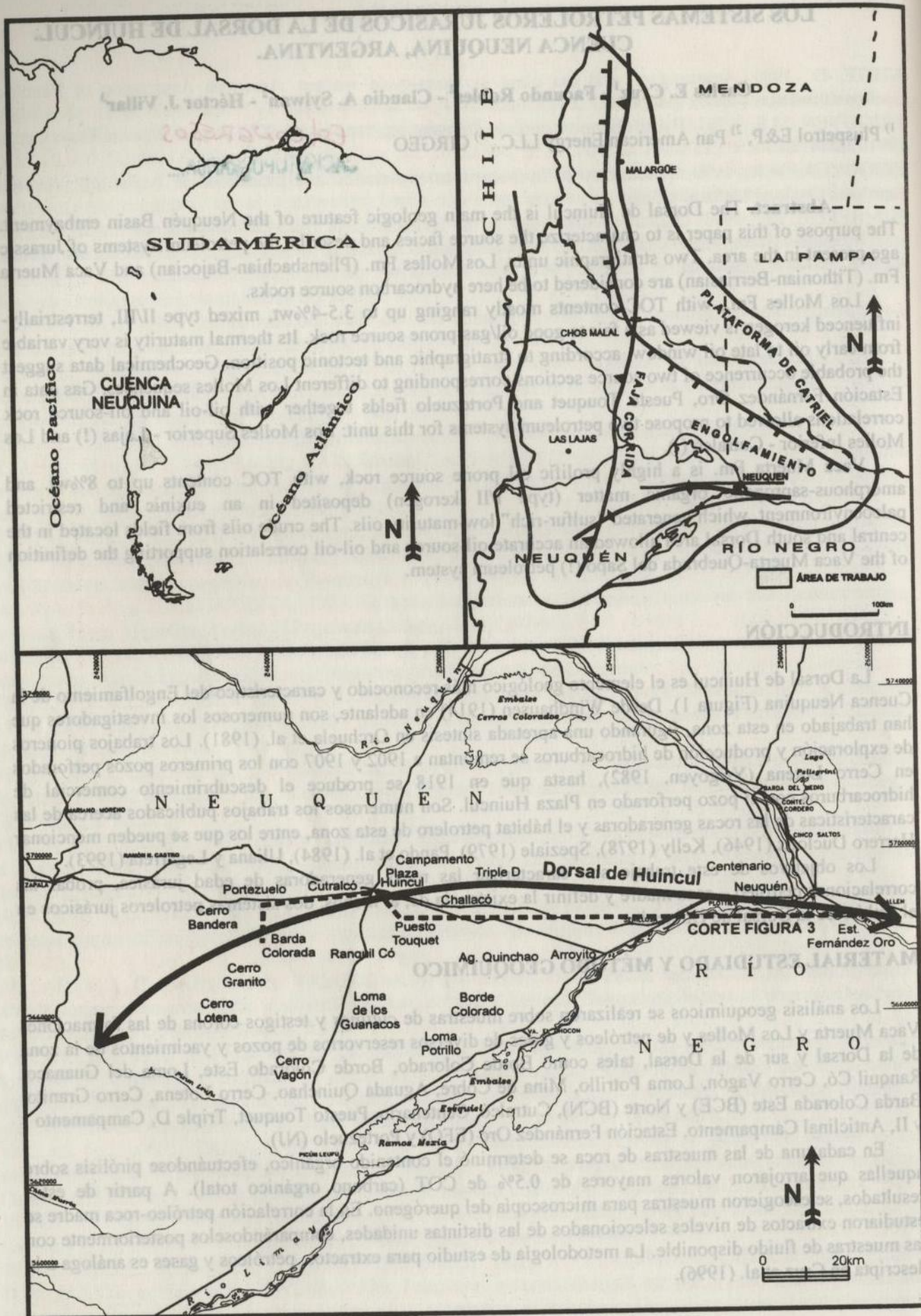


Figura 1. Plano de ubicación.

La zona de estudio se ubica al sur del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Figura 1) y sus características geológicas están dominadas por la Dorsal de Huincul. Este importante elemento morfoestructural de más de 200 km de extensión, separa la Subcuenca de Picún Leufú (Hogg, 1993) del Engolfamiento y ha sido interpretado como producto de una falla de desplazamiento lateral de sentido dextrógiro (Orchuela et al., 1981). Su rumbo coincide con una antigua zona de debilidad y la estructura presenta desde un segmento transpresivo hacia el oeste hasta uno transtensivo en el este, controlados por cambios en la dirección de la traza (Ploszkiewicz et al., 1984). Sobre las características estratigráficas y sedimentológicas en esta región existen diversas publicaciones, adoptándose aquí el modelo propuesto por Legarreta y Gulisano (1989) y Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1994).

El basamento se expone sobre el eje principal de la Dorsal en la localidad de Cerro Granito (Suero, 1951), y está compuesto por rocas graníticas del Paleozoico Superior (Turner y Cazau, 1978) y porfiritas asignadas al Grupo Choiyoi. Allí y en Cerro Lotena se han definido las discordancias Intermálmica e Intersenoniana que subdividen el relleno sedimentario de la cuenca en los ciclos "Jurásico", Ándico y Riográndico (Groeber, 1946). En esas dos localidades aflora la columna sedimentaria completa, pero con espesor reducido debido a acuñamientos y truncaciones. El resto del ámbito de la Dorsal está dominado por exposiciones de Grupo Neuquén.

Los espesores sedimentarios marcadamente variables registrados en diferentes pozos petroleros perforados a lo largo de la Dorsal así como las variaciones que se pueden ver en secciones sísmicas, denotan una compleja historia geológica. La Figura 2 muestra una columna estratigráfica integrada, generalizada y aplicable para toda la zona de la Dorsal. El área de trabajo estuvo sometida a subsidencia tectónica hasta por lo menos la base del Jurásico Medio (Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1994) y la geometría del fallamiento distensivo (Ploszkiewicz et al., 1984) provocó la existencia de depocentros de tipo hemigraben que acumularon espesores variables de sedimentos del Grupo Cuyo. Posteriormente, con las distintas fases de deformación transpresiva (Ploszkiewicz et al., 1984) se produce la inversión estructural de esas fosas (Uliana et al., 1995) dando origen a anticlinales de tamaño considerable asociados a fallas inversas de alto ángulo. Los casos de inversión tectónica con importantes hemigrabenes revertidos han sido explicados mediante compresión oblicua al rumbo de las fallas directas (Lowell, 1995), ya que una compresión tangencial ortogonal a ese rumbo sería mecánicamente más difícil, principalmente por el ángulo de corte del plano de falla, los cuales suelen presentar valores altos para revertir su movimiento. Esto es compatible con el modelo de *wrenching* dextralateral propuesto para todo el sistema de la Dorsal (Orchuela et al., 1981). De tal modo se produjo un levantamiento asociado a escaso acortamiento, con el mayor relieve estructural donde estuvo el eje más importante del sistema de grábenes jurásicos. Las distintas discordancias registradas en esta zona durante el Jurásico y Cretácico acentuaron la geometría de cuña del relleno sedimentario. Un claro ejemplo de esta situación surge de la comparación de espesores del Grupo Cuyo entre el perfil de Cerro Granito y el pozo Barda Colorada Este x-1 (BCE), ambas secciones ubicadas sobre el eje principal de la Dorsal y distanciadas sólo 11 km. En Cerro Granito el espesor total de Grupo Cuyo suma 500 m, estando la Fm. Los Molles representada por 170 m de facies de plataforma poco profunda, mientras que el pozo BCE.x-1 atravesó 2788 m sólo de la Fm. Los Molles en facies de ambiente marino profundo, pudiendo haber sido su espesor mucho mayor ya que el Gr. Neuquén la suprayace en discordancia. Estas diferencias pueden explicarse mediante la existencia de zonas de transferencia o altofondos relativos, que han actuado como dorsos intracuencales o altos articulados (McClay, 1997). El caso de Campamento I es también ilustrativo, ya que el Grupo Cuyo presenta un espesor sensiblemente menor por no deposición de sus términos inferiores (Pando et al. 1984). La variación marcada en el espesor sedimentario por razones sin y post-deposicionales ejerció gran influencia en la maduración térmica de las rocas generadoras.

## SISTEMAS PETROLEROS

De acuerdo con sus características geológicas, la búsqueda de hidrocarburos en la Dorsal de Huincul ha estado centrada en objetivos jurásicos. Desde el comienzo de los trabajos exploratorios en el área es conocida la existencia de dos unidades estratigráficas con potencial generador, las formaciones Los Molles ("Arcillas Negras") y Vaca Muerta ("Margas Bituminosas"). Los reservorios portadores de hidrocarburos corresponden tanto al Ciclo "Jurásico" como al Ándico. El análisis de la generación y acumulación de hidrocarburos se hará dentro de los conceptos de sistemas petroleros de Magoon y Dow (1994), subdividiéndose este capítulo para su tratamiento en los ciclos "Jurásico" y Ándico. No se analizarán aquí la formación de trampas, vías de

# CUENCA NEUQUINA - DORSAL DE HUINCUL

| EDAD                  | CICLO           | UNIDAD ROCA                         | LITOLOGÍA | HC               | DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA                                                                                             |
|-----------------------|-----------------|-------------------------------------|-----------|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>CRETÁCICO</b>      | <b>SUPERIOR</b> | <b>Gr. NEUQUÉN</b>                  |           |                  | Areniscas y conglomerados arenosos intercalados con pelitas grises y rojas                                         |
|                       | <b>INFERIOR</b> | <b>Fm. CENTENARIO</b>               |           |                  | Areniscas rojas y gris verdoso. pelitas rojas y limolitas calcáreas verdes con conglomerados.                      |
|                       |                 | <b>Fms. AGRIO + MULICHINCO</b>      |           |                  | Areniscas líticas rojas y gris verdoso, limolitas arcillosas y vaques                                              |
|                       |                 | <b>Fm. QUINTUCO</b>                 |           |                  | Calizas arcillosas y oolíticas                                                                                     |
|                       |                 | <b>Fm. VACA MUERTA</b>              |           | <b>SELLO</b><br> | Margas y pelitas gris oscuro y negro                                                                               |
| <b>JURÁSICO</b>       | <b>MALM</b>     | <b>Fm. QUEBRADA DEL SAPO</b>        |           |                  | Areniscas verde claro, finas a gruesas areniscas conglomerádicas                                                   |
|                       | <b>DOGGER</b>   | <b>Fm. LOTENA</b>                   |           |                  | Pelitas rojas y areniscas gruesas                                                                                  |
|                       |                 | <b>Fm. CHALLACÓ</b>                 |           |                  | Areniscas grises intercaladas con arcillitas y ocasionales conglomerados                                           |
|                       |                 | <b>Fm. LAJAS</b>                    |           | <b>SELLO</b><br> | Pelitas gris oscuras, ricas en materia orgánica.                                                                   |
|                       |                 | <b>SECCIÓN SUPERIOR</b>             |           |                  | Areniscas y conglomerados intercalados con pelitas gris oscuro                                                     |
|                       |                 | <b>Mb. CUTRALCÓ</b>                 |           |                  | Pelitas gris oscuro y negras, ricas en materia orgánica. Ocasionales areniscas y conglomerados arenosos en la base |
| <b>PERMO-TRIÁSICO</b> | <b>LIAS</b>     | <b>Fm. LOS MOLLES</b>               |           |                  | Pelitas gris oscuro y negras, ricas en materia orgánica. Ocasionales areniscas y conglomerados arenosos en la base |
|                       |                 | <b>SECCIÓN INFERIOR</b>             |           |                  | Andesitas, dacitas, riolitas, tobas, areniscas y conglomerados                                                     |
|                       |                 | <b>Fm. CHACAICO y/o Gr. CHOIYOI</b> |           |                  | Andesitas, dacitas, riolitas, tobas, areniscas y conglomerados                                                     |

**Figura 2.** Columna estratigráfica integrada de los sistemas petroleros jurásicos. Sin escala.

migración y preservación de las acumulaciones debido a que su diversidad y complejidad geológica exceden los objetivos de este trabajo.

## CICLO "JURÁSICO"

La sedimentación durante el Jurásico atraviesa dos etapas de subsidencia bien definidas, por fallamiento o de *rifting* y subsidencia térmica generalizada o de *sag*. La etapa de *rifting* se extiende hasta el Aaleniano, posiblemente base del Batoniano (Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1994; Fernández Seveso et al., 1996), y presenta dos tipos de depósitos o conjuntos de secuencias bien definidos. El conjunto de secuencias superior pertenece al Ciclo Cuyano. El conjunto de secuencias inferior ha sido denominado Precuyano y corresponde al relleno de hemigrábenes por depósitos aluviales, fluviales, volcánicos y raramente lacustres en esta zona. Este ciclo se extiende desde el Triásico Superior hasta el Pliensbaquiano más bajo y corresponde a las formaciones Paso Flores, Lapa, Chacaico y equivalentes. Apoya indistintamente en cualquiera de las unidades del Basamento (vulcanitas del Gr. Choyoi o granito de la Fm. Huechulafquen).

El Cuyano, con sus dos etapas de subsidencia diferentes, conforma un ciclo de sedimentación rápidamente transgresivo en su base y con un esquema en general progradante o regresivo en el resto (Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1994), donde se interpretan al menos cinco secuencias para toda la cuenca. El Gr. Cuyo apoya indistintamente sobre cualquiera de las unidades del Precuyano o del Basamento y se inicia con limoarcilitas gris oscuro y negras, de plataforma a cuencales, con potencial generador y espesor variable (200 a 1000 m aproximadamente) y eventualmente, con areniscas a veces conglomerádicas, de origen fluvial a marino litoral que pasan rápidamente a lutitas negras. En otras ocasiones suele tener un banco de caliza en su base. Esa litología corresponde a la Fm. Los Molles e informalmente se podría designar como Sección Inferior. Según análisis palinológicos y de microfósiles calcáreos (Seiler y Moroni, 1981; Kielbowicz, 1985) como así también de amonites recuperados en testigos corona (Riccardi, 1982) el tope de esta Sección Inferior estaría próximo al límite Pliensbaquiano - Toarciano (Figura 3). Este límite es cercano en BCE al tope de una sección arenosa espesa interpretada como depósitos de lóbulos y acción de canales con relleno pasivo en un ambiente marino profundo (Hinterwimmer y Jáuregui, 1984).

En numerosos pozos del área de estudio, como los de Puesto Touquet, California, Puesto Novoa, Cutralcó, Bajo Baguales, Campamento, entre otros, la sedimentación de la Sección Inferior es interrumpida abruptamente por un paquete arenoso cuyo espesor varía de 200 a 700 m y que ha sido interpretado como depósito de flujos turbidíticos (Carbone, 1988). Otras interpretaciones no publicadas asignan su génesis a un ambiente de fan-delta (Gómez Omil, comunicación verbal). Esta sección arenosa, compuesta por bancos de areniscas de hasta 50 m y características variables, ha sido llamada Miembro Cutralcó (denominación de subsuelo) o Litosomo Arenoso Inferior (Pando et al., 1984) y representa una interrupción muy marcada en la sedimentación. Luego del Mb. Cutralcó sigue una nueva sección de limoarcilitas gris oscuro y negras con potencial generador y espesor variable entre 200 y 800 m, que se denominan informalmente Sección Superior y que son equiparables al Litosomo Pelítico Superior de Pando et al. (1984). Presenta un contacto basal abrupto con las areniscas del Mb. Cutralcó. El límite superior del Toarciano se ubica dentro de esta Sección en la zona de Puesto Touquet y Cutralcó (Kielbowicz, 1985), habiendo sido identificado también en BCE aunque no en una posición litoestratigráfica equivalente. La porción de la Fm. Los Molles perforada en EFO puede asignarse a la Sección Superior (Figura 3), ya que el límite superior del Toarciano se ubica en su parte media (Angelozzi et al., 1996).

La Fm. Los Molles puede presentar otros episodios turbidíticos de acuerdo con la posición paleogeográfica, como en el caso de BCE.x-1 (Hinterwimmer y Jáuregui, 1984). En general, se puede decir que hacia la parte superior de esta formación se pasa a un sistema progradante, primero marino litoral y deltaico y luego fluvial dominante. Las facies marino litoral y deltaica se denominan Fm. Lajas mientras que la fluvial corresponde a las formaciones Challacó o Punta Rosada, que en conjunto pueden haber tenido espesores que oscilaron entre 300 y 900 m. El pasaje de Fm. Los Molles a Fm. Lajas tiene aspecto transicional grano y estratocreciente en muchos pozos (Yacimiento Portezuelo), pero existen otros pozos y afloramientos donde el contacto es abrupto y ha sido asignado, como en el caso de Cerro Granito, a una discordancia estratigráfica de la base del Batoniano, denominada Intrabajociana (Limeres, 1996), donde podría haberse iniciado la etapa de subsidencia térmica.

**Roca generadora.** La gran mayoría de las muestras de roca estudiadas pertenecen a la Sección Superior (Toarciano). Los distintos análisis geoquímicos realizados indican que la Fm. Los Molles es en general regular a buena roca madre de hidrocarburos, con contenidos de COT mayoritariamente en el rango de 1-4%, querógeno tipo II/III y potencial generador moderado a bueno (Figuras 4 y 5). El análisis visual del

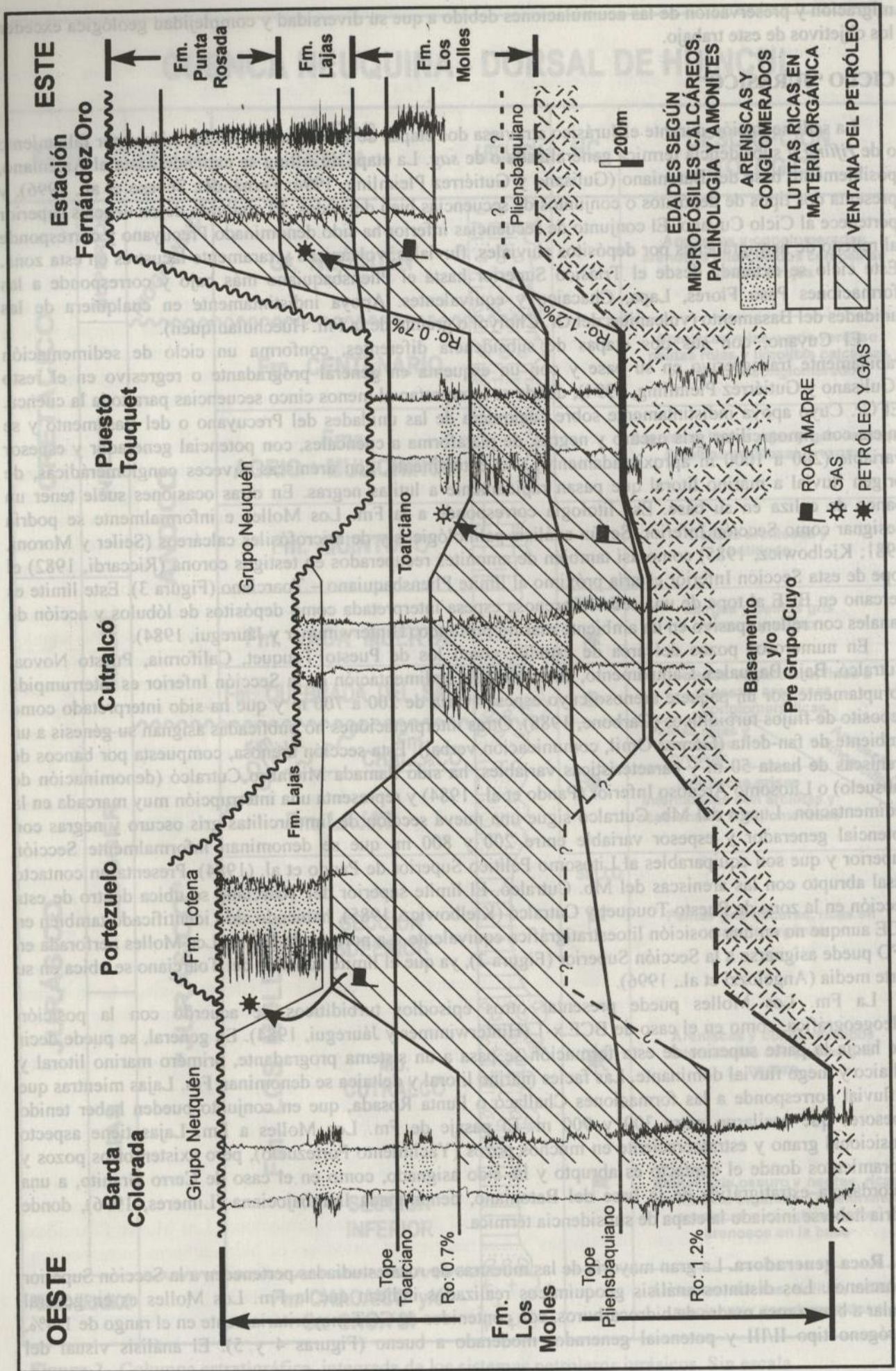


Figura 3. Corte de correlación estratigráfico del Grupo Cuyo (ver Figura 1).

querógeno muestra materia orgánica mixta, terrestre estructurada/amorfa (marina y/o terrestre degradada) con predominio variable de materia orgánica de origen en plantas superiores. Estas características indican que los niveles evaluados son potenciales generadores de gas/petróleo.

Algunos niveles analizados pertenecientes a la Sección Inferior y de edad Pliensbaquiano (Figura 3), tales como en Barda Colorada y Cutralcó, contienen fuerte predominio de materia orgánica amorfa (potencial generador de petróleo). Si bien sus *fingerprints* de biomarcadores continúan indicando aporte terrestre significativo, en principio podría considerársela como una roca generadora diferente no sólo por su edad. Estas diferencias en el tipo de materia orgánica fueron interpretadas por Vela (1997) y Vela y Wavrek (1997) como originadas en depósitos de dos ambiente sedimentarios distintos, donde predominan en uno querógeno marino asociado a secuencias turbidíticas ("distal") y en el otro querógeno no marino asociado a un ambiente palustre - marino litoral ("proximal"), sin asignar edad o posición estratigráfica a las mismas.

Los datos disponibles de madurez térmica de la Sección Inferior muestran a Cutralcó con un valor de reflectancia de vitrinita equivalente (VRE) de 1.2% y a Barda Colorada (nivel cercano al tope del Pliensbaquiano) con un valor de Ro de 1.17% (Figura 3), que indica ventana de generación de petróleo en transición a gases húmedos y condensados.

La importante gama de datos de la Sección Superior tiene un rango variado de valores de Ro que oscilan entre 0.5% y 0.85%, es decir desde madurez marginal a pico de generación de petróleo, con fuerte dependencia de la profundidad e historia geológica de cada hemigraben considerado. En detalle, los datos de Ro de Ranquil C6 (20 km al sur de Cutralcó), Portezuelo y Barda Colorada Norte (10 y 5 km al norte de BCE.x-1) obtenidos de arcillas negras que intercalan con areniscas de la Fm. Lajas y del tope de la Sección Superior de la Fm. Los Molles, son de 0.7, 0.8 y 0.85%, implicando niveles de madurez que ubican a la Sección Superior en generación temprana a media. En el caso de EFO, la Sección Superior de la Fm. Los Molles se encuentra en el rango de 1.1 a 1.3% Ro, cercano al fin de generación de hidrocarburos líquidos. Esta mayor madurez térmica de la Sección Superior con respecto a las localidades mencionadas anteriormente está relacionada a una diferente historia geológica y de soterramiento: Estación Fernández Oro se ubica en el segmento transtensivo de la Dorsal de Huincul (Ploszkiewicz et al., 1984) y a lo largo de su historia geológica no ha sufrido etapas de levantamiento y erosión, como ha sido el caso del segmento transpresivo de la Dorsal entre Barda Colorada y Puesto Touquet. En estas localidades, reiterados movimientos de levantamiento y posterior erosión y/o no depositación produjeron una menor sobrecarga y en consecuencia una menor madurez térmica para una misma sección estratigráfica (Figura 6). Una situación similar es descripta por Pando et al. (1984) cuando subdividen su zona de estudio en áreas de diferente madurez.

**Reservorios.** Las formaciones integrantes del Grupo Cuyo son identificadas por sus diferencias litológicas. Así, a la Fm. Los Molles se la asocia típicamente con facies de arcillas negras de origen marino; a la Fm. Lajas, con areniscas grises de origen marino litoral-deltaico y, a la Fm. Challacó / Punta Rosada, con facies de conglomerados y arcillas rojas de origen continental (Di Persia et al., 1984).

La Fm. Los Molles, si bien es reconocida por ser una unidad con capacidad generadora de hidrocarburos, presenta también facies arenosas con características de reservorio. En el sector de la Dorsal estudiado se puede identificar a la sección arenosa del Mb. Cutralcó, que en el yacimiento de Puesto Touquet es productor de gas. Este reservorio se presenta allí como un apilamiento de cuerpos de arena de hasta 32 m de espesor que intercalan con bancos de limoarcilita y tienen porosidades del orden del 11 al 15% con valores máximos del 22% y permeabilidades de 2 a 11 mD.

La Fm. Lajas, cuando está preservada, tiene un importante contenido en areniscas de tipo progradacional deltaico y marino litoral. En la zona de Portezuelo es productiva de gas asociado a petróleo en varias capas y en Campamento I y II y Cutralcó productiva de petróleo también en varios niveles. En general, estas areniscas se presentan en cuerpos granocrecientes que varían entre 3 y 30 m de espesor, siendo los cuerpos de 8 a 10 m los más abundantes, con porosidades que van del 8 al 19% y permeabilidades de 0.1 a 200 mD.

La Fm. Challacó se encuentra preservada en forma parcial en el sector deformado de la zona de estudio, mientras que su equivalente hacia el este, la Fm. Punta Rosada, presenta mayor continuidad debido a que los procesos de levantamiento y erosión no se produjeron en su zona de desarrollo (zona oriental). Dos causas motivan la ausencia de la primera. En primer lugar, estas facies continentales caracterizadas como facies de areniscas conglomerádicas y arcillas rojas (Di Persia et al., 1984), se desarrollan en sectores marginales, gradando lateralmente a las facies deltaicas y marino litorales de la Fm. Lajas. En segundo lugar, las discordancias Intracaloviana, Intermálmica e Intersenoniana, en distintas etapas diastóricas, han erosionado importantes espesores de la columna sedimentaria, incluyendo en algunos sectores a la Fm. Challacó. Hasta

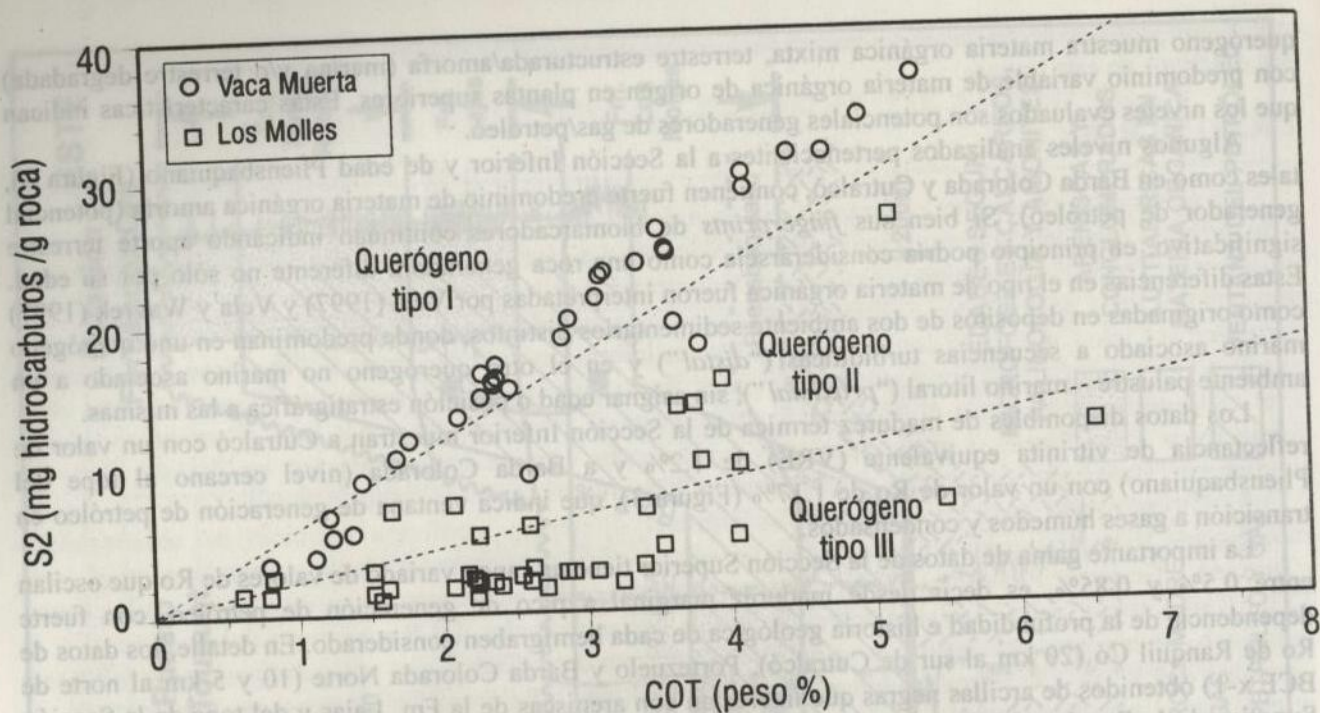


Figura 4. Caracterización del querógeno de las rocas generadoras en la zona Dorsal y Sur de la Dorsal.

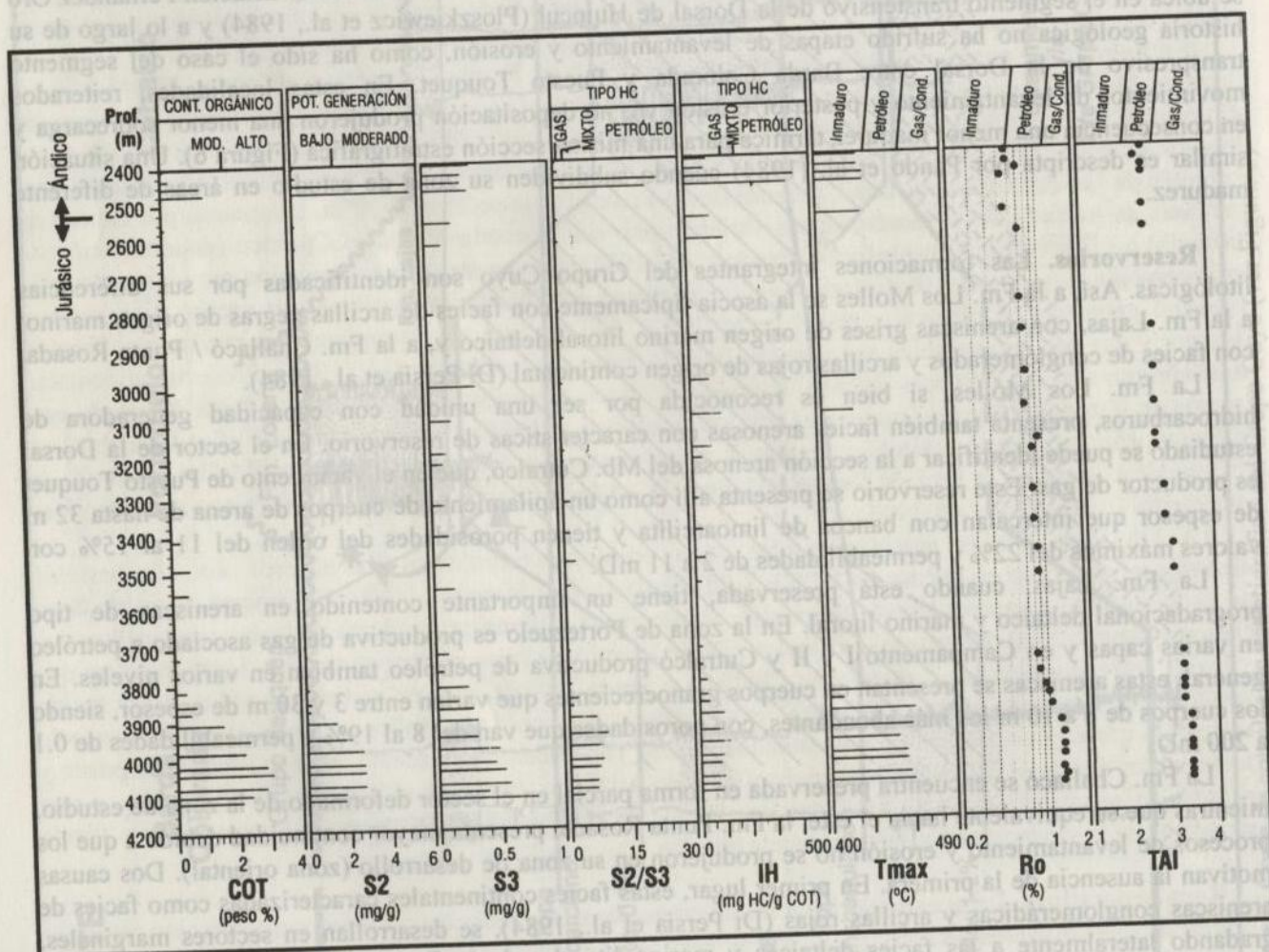
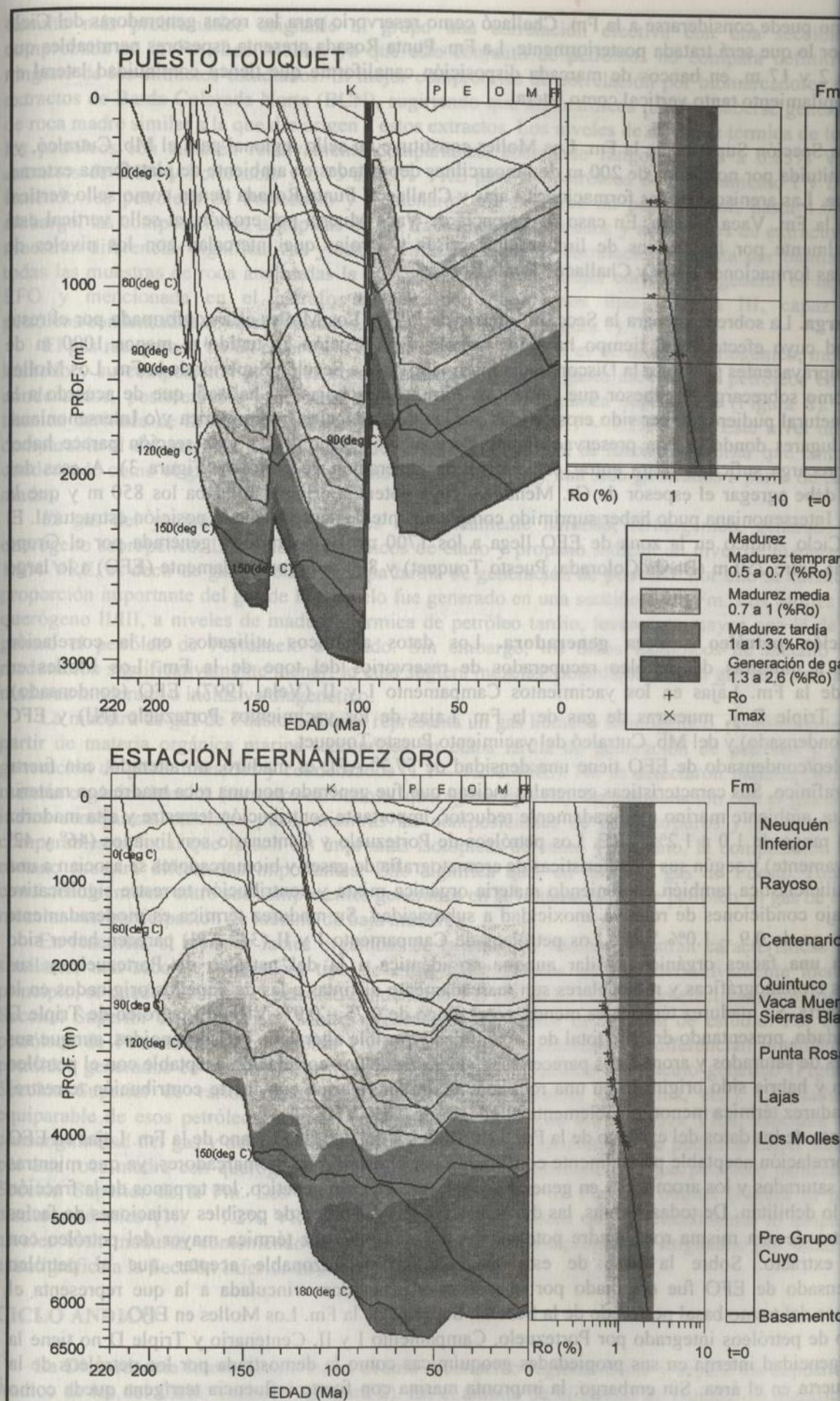


Figura 5. Log geoquímico Estación Fernández Oro.



**Figura 6.** Modelados de madurez térmica en dos localidades del área de trabajo.

el momento no puede considerarse a la Fm. Challacó como reservorio para las rocas generadoras del Ciclo "Jurásico", por lo que será tratada posteriormente. La Fm. Punta Rosada presenta espesores permeables que oscilan entre 2 y 17 m, en bancos de marcada disposición canaliforme que tienen continuidad lateral en virtud de su apilamiento tanto vertical como lateral.

**Sello.** La Sección Superior de la Fm. Los Molles constituye un sello regional para el Mb. Cutralcó, ya que está constituida por no menos de 200 m de limoarcilitas depositadas en ambiente de plataforma externa, talud o cuenca. Las areniscas de las formaciones Lajas y Challacó / Punta Rosada tienen como sello vertical las lutitas de la Fm. Vaca Muerta. En caso de ausencia de Vaca Muerta por erosión, el sello vertical está provisto localmente por los bancos de limoarcilitas grises y/o rojas que intercalan con los niveles de areniscas de las formaciones Lajas y Challacó / Punta Rosada.

**Sobrecarga.** La sobrecarga para la Sección Inferior de la Fm. Los Molles está conformada por el resto de esa unidad cuyo efecto en el tiempo ha sido variable. Esta sección ha tenido al menos 1000 m de sedimentos suprayacentes previos a la Discordancia Intermálmica. La Sección Superior de la Fm. Los Molles ha sufrido como sobrecarga el espesor que suman las formaciones Lajas y Challacó, que de acuerdo a la posición estructural pudieron haber sido erosionadas por las discordancias Intermálmica y/o Intersenenoniana. En aquellos lugares donde se han preservado como Portezuelo y Ranquil Có, esta sección parece haber tenido la sobrecarga suficiente para entrar en ventana de generación de petróleo (Figura 3). A esas dos secciones se debe agregar el espesor de Gr. Mendoza, cuya potencia original rondaba los 850 m y que la Discordancia Intersenenoniana pudo haber suprimido completamente de acuerdo con la posición estructural. El espesor del Ciclo Andico en la zona de EFO llega a los 1700 m. La sobrecarga generada por el Grupo Neuquén varía entre 250 m (Barda Colorada, Puesto Touquet) y 800 m aproximadamente (EFO) a lo largo de la Dorsal.

**Correlación petróleo - roca generadora.** Los datos analíticos utilizados en la correlación corresponden a muestras de petróleo recuperados de reservorios del tope de la Fm. Los Molles en Centenario, de la Fm. Lajas en los yacimientos Campamento I y II (Vela, 1997), EFO (condensado), Portezuelo y Triple D y, muestras de gas de la Fm. Lajas de los yacimientos Portezuelo (NJ) y EFO (asociado a condensado) y del Mb. Cutralcó del yacimiento Puesto Touquet.

El petróleo/condensado de EFO tiene una densidad de 57.7° API, es maduro, no alterado, con fuerte contenido parafínico. Sus características generales indican que fue generado por una roca madre con materia orgánica mixta, ambiente marino moderadamente reductor, importante contribución terrestre y alta madurez térmica en el rango de 1.0 a 1.2% VRE. Los petróleos de Portezuelo y Centenario son livianos (46° y 42° API respectivamente) y según sus características de cromatografía de gases y biomarcadores se asocian a una roca madre siliciclástica también conteniendo materia orgánica mixta y contribución terrestre significativa depositada bajo condiciones de relativa anoxidad a suboxidad. Su madurez térmica es moderadamente alta, en un rango de 0.9 - 1.0% VRE. Los petróleos de Campamento I y II (34° API) parecen haber sido generados en una facies orgánica similar aunque no idéntica a la del petróleo de Portezuelo y sus distribuciones cromatográficas y moleculares son marcadamente distintas a las de aquellos originados en la Fm. Vaca Muerta. Su madurez térmica es menor, en el rango de 0.75 - 0.9% VRE. El petróleo de Triple D está biodegradado, presentando drenaje total de n-parafinas y posible alteración de isoprenoides, aunque sus biomarcadores de saturados y aromáticos parecen originales. Tiene una correlación aceptable con el petróleo de Portezuelo y habría sido originado en una roca madre similar (marina con fuerte contribución terrestre) pero a una madurez térmica menor, posiblemente alrededor de 0.8% VRE.

El conjunto de los datos del extracto de la Fm. Los Molles y del petróleo liviano de la Fm. Lajas en EFO indica una correlación aceptable parcialmente confirmada por el estudio de biomarcadores, ya que mientras los esteranos saturados y los aromáticos en general apoyan este vínculo genético, los terpanos de la fracción de saturados lo debilitan. De todas formas, las discrepancias son del orden de posibles variaciones de facies orgánica dentro de una misma roca madre potenciadas por una madurez térmica mayor del petróleo con respecto al extracto. Sobre la base de esta información, es razonable aceptar que el petróleo liviano/condensado de EFO fue originado por una sección generadora vinculada a la que representa el extracto de roca del tramo basal perforado de la Sección Superior de la Fm. Los Molles en EFO.

El grupo de petróleos integrado por Portezuelo, Campamento I y II, Centenario y Triple D no tiene la misma homogeneidad interna en sus propiedades geoquímicas como la demostrada por los petróleos de la Fm. Vaca Muerta en el área. Sin embargo, la impronta marina con fuerte influencia terrígena queda como identificatoria del conjunto de estos petróleos y, a nivel genérico, puede atribuírseles un origen común.

Resulta más problemático asignarle al grupo una correlación efectiva con una sección generadora comprobada en la Fm. Los Molles, ya que este conjunto de petróleos no compara definitivamente con ninguno de los extractos estudiados. El mejor compromiso de correlación por biomarcadores se da con los extractos de Barda Colorada Norte (BCN), sugiriendo que los petróleos pueden haberse generado en facies de roca madre similar a la que dio origen a estos extractos. Los niveles de madurez térmica de los extractos y los petróleos son también relativamente comparables, abarcando rangos de 0.8 a 0.85% VRE para los extractos de BCN y Portezuelo y 0.75 a 0.9% VRE para los petróleos de Campamento I y II y Triple D, teniendo los petróleos de Portezuelo y Centenario una madurez un poco mayor, hasta 1.0% VRE. Sin embargo, las composiciones isotópicas de las fracciones de saturados y aromáticos de extractos y petróleos muestran diferencias significativas y esto debilita la aceptable correlación provista por biomarcadores. De todas las muestras de roca analizadas la que parece tener una mejor correlación general es la estudiada en EFO y mencionada en el párrafo anterior, con querógenos tipo II/III a III, capaz de generar petróleos/condensados comparables a los petróleos del grupo (Figura 7).

El gas recuperado de un reservorio de la Fm. Lajas en EFO es de origen termogénico, moderadamente húmedo y su composición isotópica corresponde a la zona de gases asociados a petróleos en transición a condensados, posiblemente generados a partir de materia orgánica sapropélica (Figura 8). La madurez térmica derivada de la impronta isotópica es de alrededor de 1.1 – 1.2% VRE. Este nivel de madurez es comparable al del petróleo liviano asociado y, en este contexto, es razonable pensar que tanto el petróleo condensado como el gas tienen efectiva vinculación genética y han sido generados a partir de la misma roca madre.

El gas del yacimiento Portezuelo es moderadamente húmedo, termogénico, generado a partir de querógeno sapropélico. Los valores isotópicos de etano y propano indican un nivel de madurez térmica de 1.0% VRE, es decir de gas asociado a etapa tardía de generación de petróleo. Por ello se considera que una proporción importante del gas de Portezuelo fue generado en una sección de la Fm. Los Molles conteniendo querógeno II/III, a niveles de madurez térmica de petróleo tardío, levemente mayor que la de aquella que generó el petróleo de Portezuelo evaluado. Sin embargo, los datos isotópicos de metano indican una maduración significativamente menor, lo cual sugiere mezclas, posiblemente con gas asociado a petróleo de madurez moderada o inclusive diagenético.

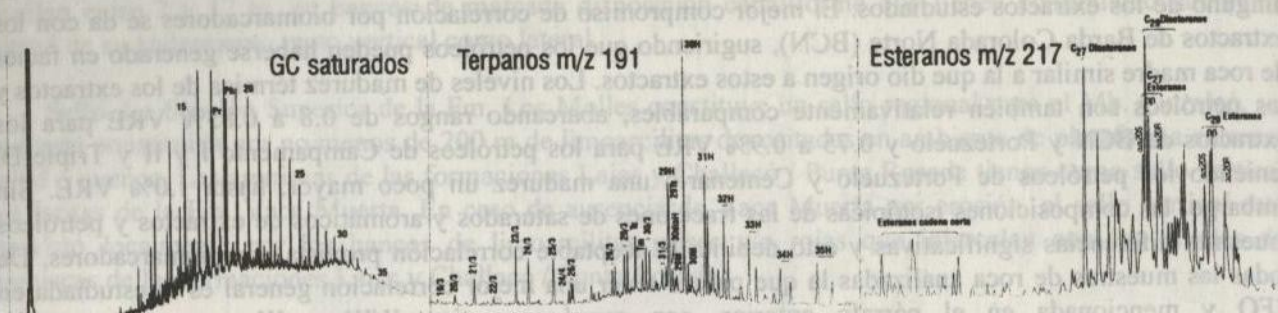
La muestra de gas de Puesto Touquet representa un gas húmedo termogénico, posiblemente originado a partir de materia orgánica marina-sapropélica en etapa tardía de generación de petróleo y comienzo de generación de gases húmedos y condensados (1.1 – 1.2% VRE). No se detectaron indicios de un origen en materia orgánica húmica (terrestre-carbonosa, querógeno tipo III). La comparación con el gas de Portezuelo indica semejanzas parciales pues, mientras las composiciones de hidrocarburos y no hidrocarburos son comparables al igual que lo son las improntas isotópicas de etano y propano, la composición isotópica en metano muestra diferencias importantes. Ello significa que, en tanto el gas de Puesto Touquet guarda consistencia interna entre sus componentes generados en la ventana tardía de petróleo, el gas de NJ resulte de mezclas con participación de metano de baja madurez.

En resumen, si bien las facies orgánicas de la Fm. Los Molles muestran características globalmente similares, una sección generadora tipo de estos hidrocarburos no está definitivamente identificada. En principio, se puede decir que el petróleo/condensado y el gas de EFO han sido efectivamente originados en la Sección Superior de la Fm. Los Molles presente en ese sector de la zona de estudio. Por otro lado, los petróleos de Portezuelo, Campamento I y II, Triple D y Centenario se diferencian notablemente de los petróleos generados en la Fm. Vaca Muerta (Figura 9) y se asume un vínculo genético (Figura 7) con la Sección Superior de varios pozos de la zona (BCN, Cutralcó, California, etc.). La madurez térmica equiparable de esos petróleos y rocas, en general del orden de 0.8 a 0.95% VRE, asociada a la posible consanguinidad del gas y del petróleo de Portezuelo, lleva a considerar que pudieron haber sido generados por una roca madre con querógeno II/III (propicia para la generación de gas/petróleo) característica de la Sección Superior de la Fm. Los Molles. Finalmente, el gas de Puesto Touquet (Figura 8) presenta una madurez térmica (1.1 – 1.2% VRE) e indicadores geoquímicos que potencialmente lo emparentan con niveles bien maduros conteniendo materia orgánica amorfo-sapropélica, asignados por edad y posición estratigráfica a la Sección Inferior en BCE y Cutralcó.

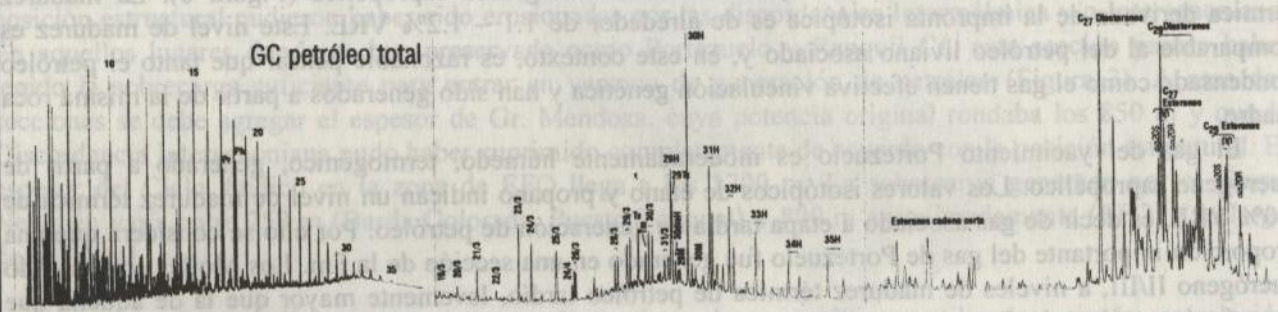
## CICLO ÁNDICO

La Discordancia Intermálmica es un evento reconocido regionalmente y separa los depósitos del Ciclo Ándico de los del Ciclo "Jurásico" (Figura 2). En el ámbito de la Dorsal de Huincul se manifiesta con una angularidad importante debido a actividad tectónica localizada. La sedimentación de este ciclo se inicia con

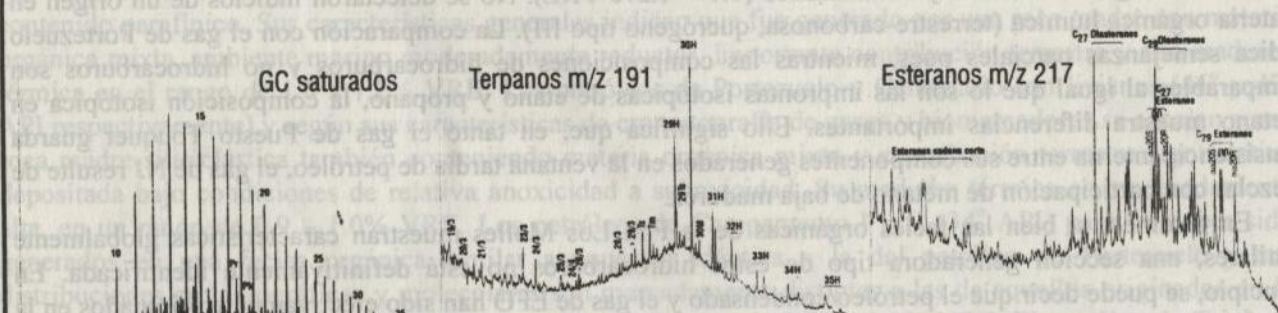
### Extracto de Vaca Muerta



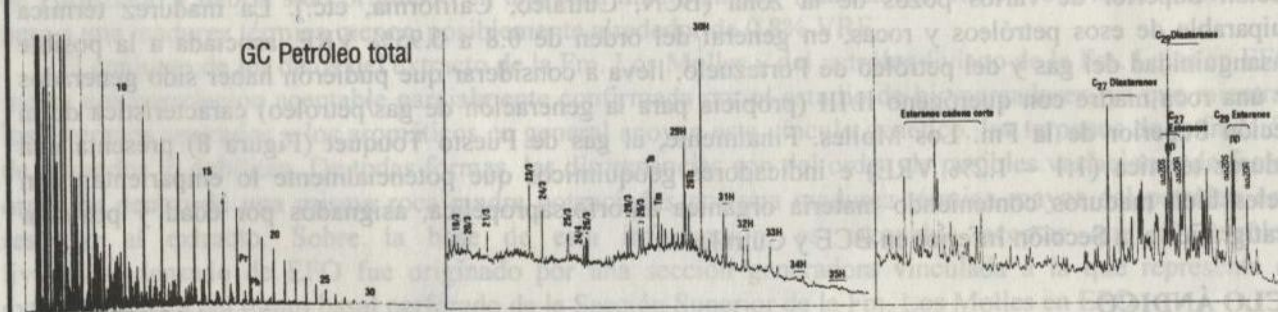
### Petróleo de Quebrada del Sapo



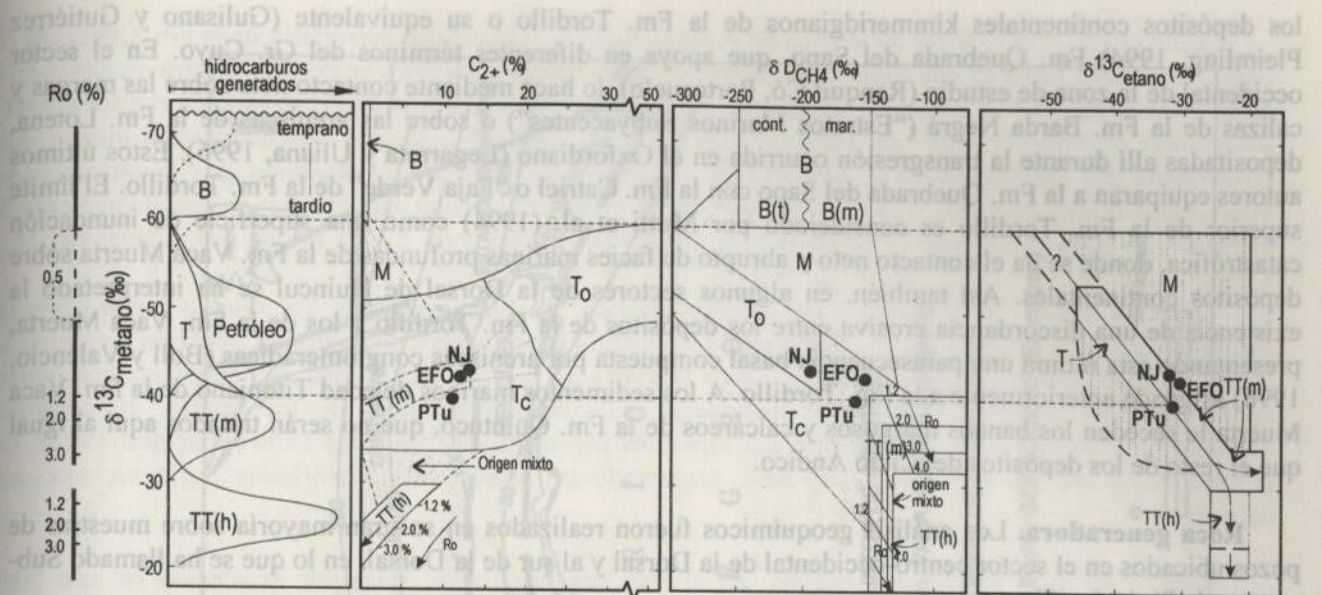
### Extracto de Los Molles



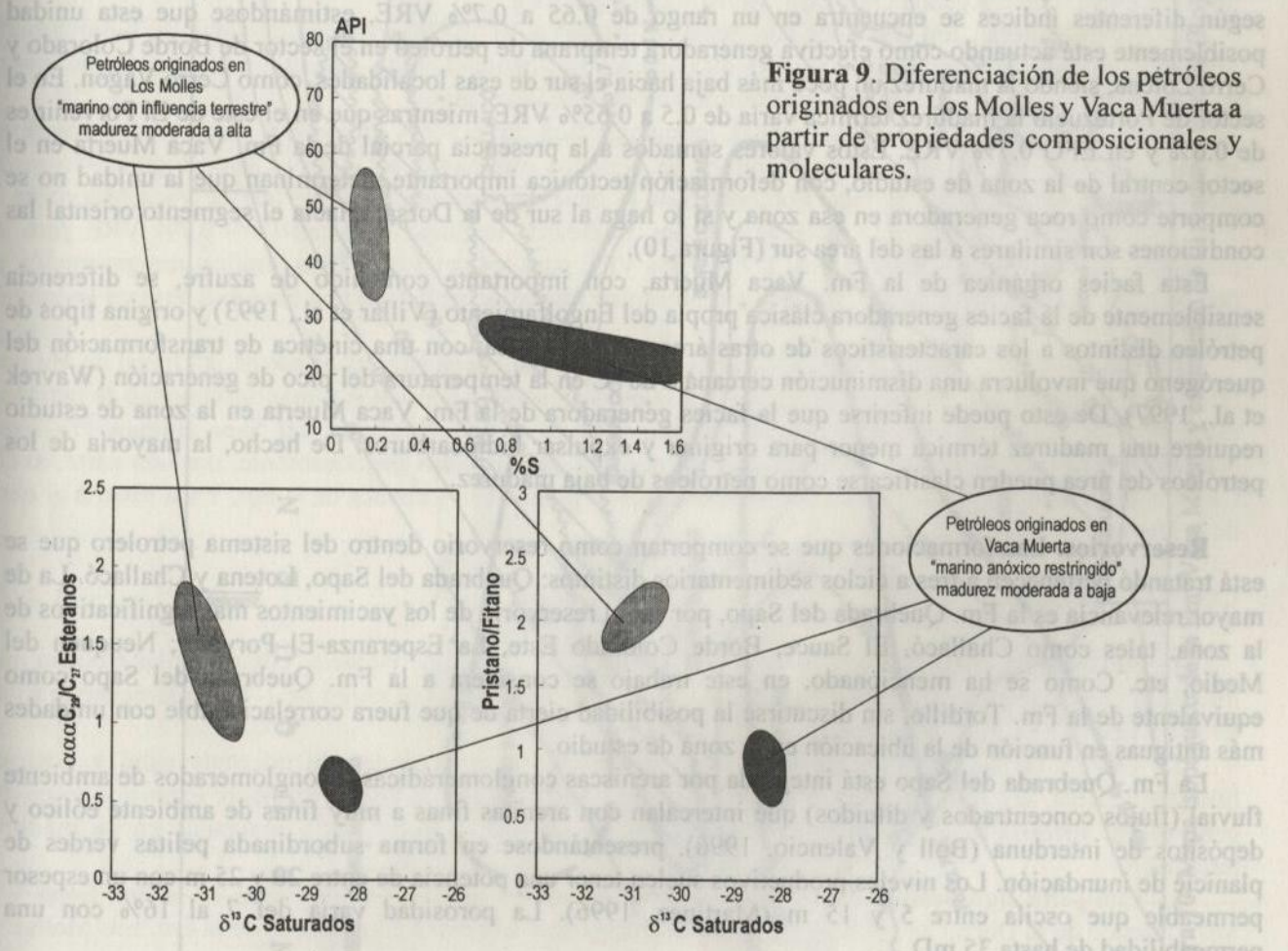
### Petróleo de Lajas



**Figura 7.** Cromatogramas de gas y *fingerprints* de biomarcadores mostrando la correlación extractos de Vaca Muerta - petróleos de Quebrada del Sapo y extractos de Los Molles - petróleos de Lajas.



**Figura 8.** Caracterización genética de gases naturales según sus variaciones composicionales e isotópicas. El diagrama muestra la concentración relativa de los hidrocarburos  $C_2+$  en relación a la concentración de  $^{13}C$  en metano. Las flechas Ms y Md indican cambios composicionales debido a migraciones superficiales y profundas, respectivamente. La mezcla de gases resulta en tendencias lineales de cambio composicional (Adaptado de Schoell, 1983). B: gas biogénico; T: gases asociados; To/Tc: gases asociados con petróleo y condensados respectivamente; TT(m): gases secos no asociados, de materia orgánica sapropélica liptinitica; TT(h): gases no asociados, de materia orgánica húmica; M: gas mixto.



**Figura 9.** Diferenciación de los petróleos originados en Los Molles y Vaca Muerta a partir de propiedades composicionales y moleculares.

los depósitos continentales kimmeridgianos de la Fm. Tordillo o su equivalente (Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1994) Fm. Quebrada del Sapo, que apoya en diferentes términos del Gr. Cuyo. En el sector occidental de la zona de estudio (Ranquil C6, Portezuelo), lo hace mediante contacto neto sobre las margas y calizas de la Fm. Barda Negra ("Estratos Marinos Subyacentes") o sobre las areniscas de la Fm. Lotena, depositadas allí durante la transgresión ocurrida en el Oxfordiano (Legarreta y Uliana, 1996). Estos últimos autores equiparan a la Fm. Quebrada del Sapo con la Fm. Catriel o "Faja Verde" de la Fm. Tordillo. El límite superior de la Fm. Tordillo es considerado por Mutti et al. (1994) como una superficie de inundación catastr6fica, donde se da el contacto neto y abrupto de facies marinas profundas de la Fm. Vaca Muerta sobre depósitos continentales. Así también, en algunos sectores de la Dorsal de Huincul se ha interpretado la existencia de una discordancia erosiva entre los depósitos de la Fm. Tordillo y los de la Fm. Vaca Muerta, presentando esta última una parasecuencia basal compuesta por areniscas conglomerádicas (Boll y Valencio, 1996) asignada anteriormente a la Fm. Tordillo. A los sedimentos marinos de edad Titoniano de la Fm. Vaca Muerta le suceden los bancos margosos y calcáreos de la Fm. Quintuco, que no serán tratados aquí al igual que el resto de los depósitos del Ciclo Ándico.

**Roca generadora.** Los análisis geoquímicos fueron realizados en su gran mayoría sobre muestras de pozos ubicados en el sector centro-occidental de la Dorsal y al sur de la Dorsal, en lo que se ha llamado Subcuenca de Picún Leufú.

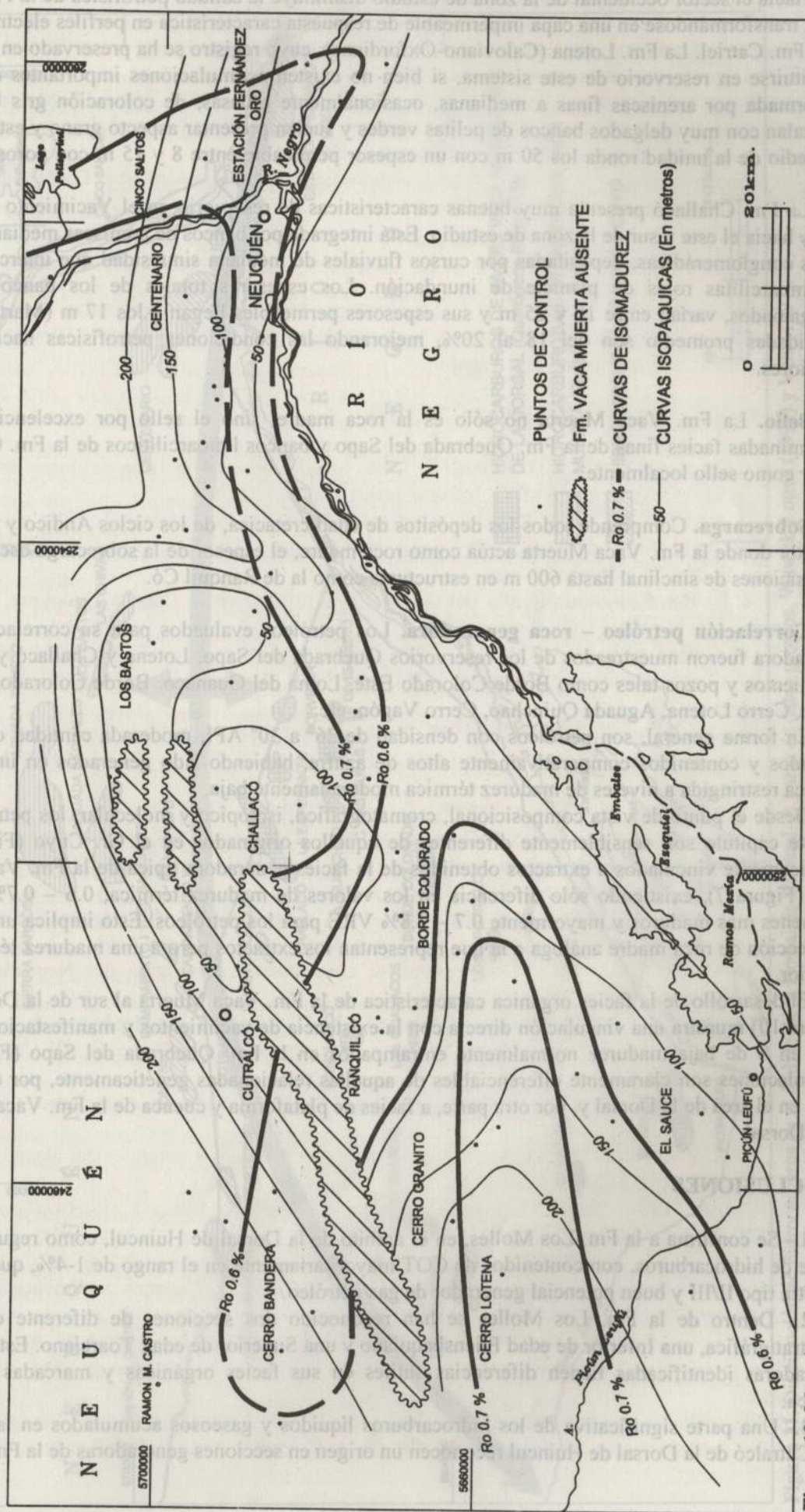
La Fm. Vaca Muerta está integrada por lutitas y limoarcilitas bituminosas, gris oscuro y negras, laminadas y con estratificación fina que intercalan con calizas fosilíferas, depositadas en un ambiente de plataforma de circulación restringida, que pasan a margas hacia la parte superior. El espesor promedio en la zona no deformada al sur de la Dorsal es de 100-120 m, haciéndose variable hacia la zona de bloques levantados por erosión o no deposición (Figura 10).

Los indicadores geoquímicos determinan que la Fm. Vaca Muerta es una buena a excelente roca generadora, con valores de COT en el rango de 1.5 a 5.0% y valores máximos de 8%, quer6geno tipo I/II y II-S, marino algal/bacteriano, con escasa influencia terrígena, depositado bajo fuertes condiciones euxínicas. Las características Rock-Eval y microscópicas del quer6geno como las de los bitúmenes extraídos determinan un muy buen potencial generador de hidrocarburos líquidos (Figura 4). La madurez térmica según diferentes índices se encuentra en un rango de 0.65 a 0.7% VRE, estimándose que esta unidad posiblemente esté actuando como efectiva generadora temprana de petróleo en el sector de Borde Colorado y Cerro Lotena, siendo la madurez un poco más baja hacia el sur de esas localidades, como Cerro Vagón. En el sector de Portezuelo la madurez térmica varía de 0.5 a 0.65% VRE, mientras que en el este de El Porvenir es de 0.6% y en EFO 0.7% VRE. Estos valores sumados a la presencia parcial de la Fm. Vaca Muerta en el sector central de la zona de estudio, con deformación tectónica importante, determinan que la unidad no se comporte como roca generadora en esa zona y sí lo haga al sur de la Dorsal. Hacia el segmento oriental las condiciones son similares a las del área sur (Figura 10).

Esta facies orgánica de la Fm. Vaca Muerta, con importante contenido de azufre, se diferencia sensiblemente de la facies generadora clásica propia del Engolfamiento (Villar et al., 1993) y origina tipos de petróleo distintos a los característicos de otras áreas de la Cuenca, con una cinética de transformación del quer6geno que involucra una disminución cercana a 20° C en la temperatura del pico de generación (Wavrek et al., 1997). De esto puede inferirse que la facies generadora de la Fm. Vaca Muerta en la zona de estudio requiere una madurez térmica menor para originar y expulsar hidrocarburos. De hecho, la mayoría de los petróleos del área pueden clasificarse como petróleos de baja madurez.

**Reservorios.** Las formaciones que se comportan como reservorio dentro del sistema petrolero que se está tratando pertenecen a tres a ciclos sedimentarios distintos: Quebrada del Sapo, Lotena y Challacó. La de mayor relevancia es la Fm. Quebrada del Sapo, por ser el reservorio de los yacimientos más significativos de la zona, tales como Challacó, El Sauce, Borde Colorado Este, La Esperanza-El Porvenir, Neuquén del Medio, etc. Como se ha mencionado, en este trabajo se considera a la Fm. Quebrada del Sapo como equivalente de la Fm. Tordillo, sin discutirse la posibilidad cierta de que fuera correlacionable con unidades más antiguas en función de la ubicación en la zona de estudio.

La Fm. Quebrada del Sapo está integrada por areniscas conglomerádicas y conglomerados de ambiente fluvial (flujos concentrados y diluidos) que intercalan con arenitas finas a muy finas de ambiente eólico y depósitos de interduna (Boll y Valencio, 1996), presentándose en forma subordinada pelitas verdes de planicie de inundación. Los niveles productivos suelen tener una potencia de entre 20 y 25 m con un espesor permeable que oscila entre 5 y 15 m (Martínez, 1996). La porosidad varía del 7 al 16% con una permeabilidad de hasta 35 mD.



**Figura 10.** Mapa isopáquico de la Fm. Vaca Muerta y estimación de su madurez térmica (Ro). Zona Dorsal de Huincul.

Hacia el sector occidental de la zona de estudio disminuye la calidad petrofísica de la Fm. Quebrada del Sapo, transformándose en una capa impermeable de respuesta característica en perfiles eléctricos, similar a la de la Fm. Catriel. La Fm. Lotena (Caloviano-Oxfordiano), cuyo registro se ha preservado en esa zona, pasa a constituirse en reservorio de este sistema, si bien no existen acumulaciones importantes del mismo. Está conformada por areniscas finas a medianas, ocasionalmente gruesas, de coloración gris blanquecina que intercalan con muy delgados bancos de pelitas verdes y suelen presentar aspecto grano y estratocreciente. El promedio de la unidad ronda los 50 m con un espesor permeable entre 8 y 15 m con porosidades del 14 al 17%.

La Fm. Challacó presenta muy buenas características de reservorio en el Yacimiento Borde Colorado Este y hacia el este y sur de la zona de estudio. Está integrada por bancos de areniscas medianas a gruesas, en partes conglomerádicas, depositadas por cursos fluviales de mediana sinuosidad que intercalan con bancos de limoarcilitas rojas de planicie de inundación. Los espesores totales de los bancos, en ocasiones amalgamados, varían entre 10 y 25 m y sus espesores permeables llegan a los 17 m (Martínez, 1996). Las porosidades promedio son del 18 al 20%, mejorando las condiciones petrofísicas hacia las secciones superiores.

**Sello.** La Fm. Vaca Muerta no sólo es la roca madre, sino el sello por excelencia en esta zona. Determinadas facies finas de la Fm. Quebrada del Sapo y bancos limoarcíliticos de la Fm. Challacó pueden actuar como sello localmente.

**Sobrecarga.** Comprende todos los depósitos de edad cretácica, de los ciclos Ándico y Riográndico. En el sector donde la Fm. Vaca Muerta actúa como roca madre, el espesor de la sobrecarga oscila entre 1600 m en posiciones de sinclinal hasta 600 m en estructuras como la de Ranquil Có.

**Correlación petróleo – roca generadora.** Los petróleos evaluados para su correlación con la roca generadora fueron muestreados de los reservorios Quebrada del Sapo, Lotena y Challacó y corresponden a yacimientos y pozos tales como Borde Colorado Este, Loma del Guanaco, Borde Colorado, Ranquil Có, El Sauce, Cerro Lotena, Aguada Quinchao, Cerro Vagón, etc.

En forma general, son petróleos con densidad de 26° a 30° API, moderada cantidad de hidrocarburos saturados y contenidos comparativamente altos de azufre, habiendo sido generados en una facies marina anóxica restringida a niveles de madurez térmica moderadamente baja.

Desde el punto de vista composicional, cromatográfico, isotópico y molecular, los petróleos descriptos en este capítulo son sensiblemente diferentes de aquellos originados en el Gr. Cuyo (Figura 9) y están genéticamente vinculados a extractos obtenidos de la facies generadora típica de la Fm. Vaca Muerta en la zona (Figura 7), existiendo sólo diferencia en los valores de madurez térmica, 0.6 – 0.7% VRE para los bitúmenes más maduros y mayormente 0.7 – 0.8% VRE para los petróleos. Esto implica una generación en una sección de roca madre análoga a la que representan los extractos pero a una madurez térmica levemente superior.

El desarrollo de la facies orgánica característica de la Fm. Vaca Muerta al sur de la Dorsal de Huincul (Figura 10) muestra una vinculación directa con la existencia de yacimientos y manifestaciones de petróleos ricos en S de baja madurez normalmente entrampados en la Fm. Quebrada del Sapo (Figura 11). Estas acumulaciones son claramente diferenciables de aquellas relacionadas genéticamente, por una parte, al Gr. Cuyo en el área de la Dorsal y, por otra parte, a facies de plataforma y cuenca de la Fm. Vaca Muerta al norte de la Dorsal.

## CONCLUSIONES

1.- Se confirma a la Fm. Los Molles, en el ámbito de la Dorsal de Huincul, como regular a buena roca madre de hidrocarburos, con contenidos de COT mayoritariamente en el rango de 1-4%, querógeno marino-terrestre tipo II/III y buen potencial generador de gas/petróleo.

2.- Dentro de la Fm. Los Molles se han reconocido dos secciones de diferente edad y posición litoestratigráfica, una Inferior de edad Pliensbaquiano y una Superior de edad Toarciano. Estas dos secciones generadoras identificadas tienen diferencias sutiles en sus facies orgánicas y marcadas en su madurez térmica.

3.- Una parte significativa de los hidrocarburos líquidos y gaseosos acumulados en la Fm. Lajas y el Mb. Cutralcó de la Dorsal de Huincul reconocen un origen en secciones generadoras de la Fm. Los Molles.

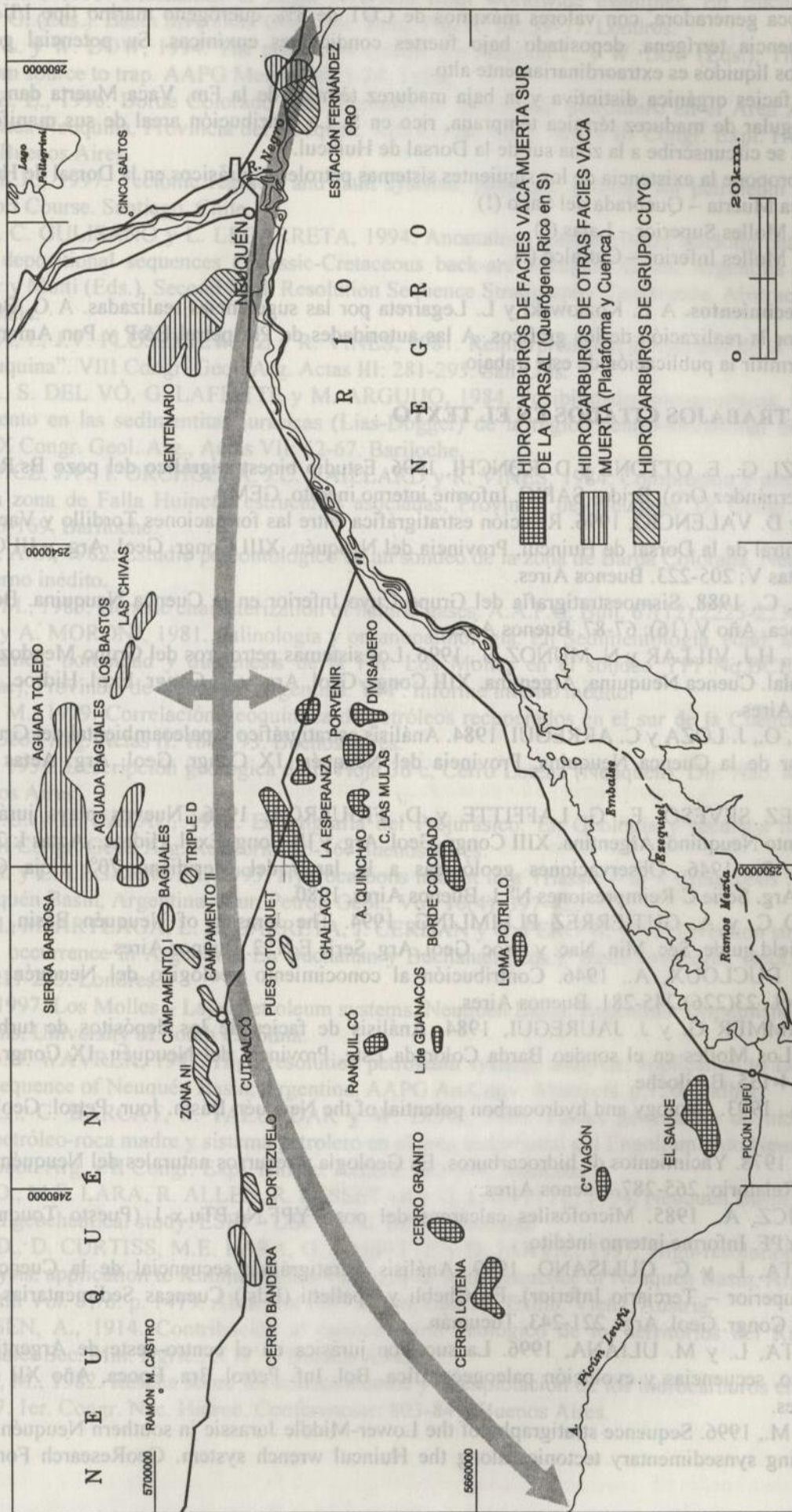


Figura 11. Distribución de hidrocarburos en el ámbito de la Dorsal de Huincul. A partir de datos propios, Wavrek y otros (1994) y Vela (1997).

4.- La Fm. Vaca Muerta, en el ámbito de la Dorsal y sur de la Dorsal de Huincul, es una buena a excelente roca generadora, con valores máximos de COT de 8%, querógeno marino tipo I/II y II-S, con escasa influencia terrígena, depositado bajo fuertes condiciones euxínicas. Su potencial generador de hidrocarburos líquidos es extraordinariamente alto.

5.- La facies orgánica distintiva y la baja madurez térmica de la Fm. Vaca Muerta dan origen a un petróleo singular de madurez térmica temprana, rico en S. La distribución areal de sus manifestaciones y yacimientos se circunscribe a la zona sur de la Dorsal de Huincul.

6.- Se propone la existencia de los siguientes sistemas petroleros jurásicos en la Dorsal de Huincul:

Vaca Muerta – Quebrada del Sapo (!)

Los Molles Superior – Lajas (!)

Los Molles Inferior – Cutralcó (.)

**Agradecimientos.** A E. Kozłowski y L. Legarreta por las sugerencias realizadas. A G. Bernatek y E. Carabajal por la realización de los gráficos. A las autoridades de Pluspetrol E&P y Pan American Energy LLC por permitir la publicación de este trabajo.

## LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

ANGELOZZI, G., E. OTTONE y D. RONCHI, 1996. Estudio bioestratigráfico del pozo Bs.RN.EFO.a-75 (Estación Fernández Oro). Bidas SAPIC. Informe interno inédito. GEMA.

BOLL, A. y D. VALENCIO, 1996. Relación estratigráfica entre las formaciones Tordillo y Vaca Muerta en el sector central de la Dorsal de Huincul, Provincia del Neuquén. XIII Congr. Geol. Arg. y III Congr. Expl. Hidroc., Actas V: 205-223. Buenos Aires.

CARBONE, C., 1988. Sismoestratigrafía del Grupo Cuyo Inferior en la Cuenca Neuquina. Bol. Inf. Petr. Tercera Época, Año V (16): 67-87. Buenos Aires.

CRUZ, C.E., H.J. VILLAR y N. MUÑOZ G., 1996. Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal. Cuenca Neuquina, Argentina. XIII Congr. Geol. Arg. y III Congr. Expl. Hidroc., Actas I: 45-60. Buenos Aires.

DI PERSIA, O., J. LOZA y C. ARREGUI, 1984. Análisis estratigráfico y paleoambiental del Grupo Cuyo en el sector sur de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén. IX Congr. Geol. Arg. Actas I: 154-171. Bariloche.

FERNANDEZ SEVESO, F., G. LAFFITTE y D. FIGUEROA, 1996. Nuevos plays jurásicos en el Engolfamiento Neuquino, Argentina. XIII Congr. Geol. Arg. y III Cong. Expl. Hidroc., Actas I: 281. Bs.As.

GROEBER, P., 1946. Observaciones geológicas a lo largo del Meridiano 70°. Hoja Chos Malal. Asoc.Geol.Arg. Serie C Reimpresiones N° 1. Buenos Aires, 1980.

GULISANO C. y A. GUTIERREZ PLEIMLING, 1994. The Jurassic of Neuquén Basin. a) Neuquén Province. Field guide. Sec. Min. Nac. y Asoc. Geol. Arg. Serie E N° 2. Buenos Aires.

HERRERO DUCLOUX, A., 1946. Contribución al conocimiento geológico del Neuquén extraandino. Bol.Inf.Petrol., 23(226):245-281. Buenos Aires.

HINTERWIMMER G. y J. JAUREGUI, 1984. Análisis de facies de los depósitos de turbiditas de la Formación Los Molles en el sondeo Barda Colorada Este, Provincia del Neuquén. IX Congr. Geol. Arg. Actas V: 124-135. Bariloche.

HOGG, S.L., 1993. Geology and hydrocarbon potential of the Neuquén Basin. Jour. Petrol. Geol. Vol.16(4): 383-396.

KELLY, J., 1978. Yacimientos de hidrocarburos. En Geología y recursos naturales del Neuquén. VII Congr. Geol. Arg. Relatorio: 265-287. Buenos Aires.

KIELBOWICZ, A., 1985. Microfósiles calcáreos del pozo YPF.Nq.PTu.x-1 (Puesto Touquet). Cuenca Neuquina. YPF. Informe interno inédito.

LEGARRETA, L. y C. GULISANO, 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior – Terciario Inferior). En Chebli y Spalletti (Eds.) Cuencas Sedimentarias Argentinas. Simposio X Congr. Geol. Arg.: 221-243. Tucumán.

LEGARRETA, L. y M. ULIANA, 1996. La sucesión jurásica en el centro-oeste de Argentina. Arreglo estratigráfico, secuencias y evolución paleogeográfica. Bol. Inf. Petrol. 3ra. Epoca, Año XII (45): 66-78. Buenos Aires.

LIMERES, M., 1996. Sequence stratigraphy of the Lower-Middle Jurassic in southern Neuquén: implication for unraveling synsedimentary tectonics along the Huincul wrench system. GeoResearch Forum Vols 1-2:275-284.

- LOWELL, J.D., 1995. Mechanics of basin inversion from worldwide examples. En Buchanan J.G. y Buchanan P.G. (Eds.): Basin Inversion. Geol. Soc. Spec. Pub. N° 88: 39-57. Londres.
- MAGOON L. y W. DOW, 1994. The petroleum system. En Magoon L. y W. Dow (Eds.): The petroleum system - from source to trap. AAPG Memoir 60:3-24. Tulsa.
- MARTINEZ, E., 1996. Borde Colorado Este. Ejemplo de yacimiento petrolífero en el Area Al Sur de la Dorsal. Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén. XIII Congr. Geol. Arg. y III Congr. Expl. Hidroc., Actas I: 201-209. Buenos Aires.
- McCLAY, K.R., 1997. Tectonic regimes and fault systems: structural geology for petroleum exploration. Sipetrol Short Course. Santiago, Chile.
- MUTTI, E., C. GULISANO y L. LEGARRETA, 1994. Anomalous systems tracts stacking patterns within 3rd. Order depositional sequences (Jurassic-Cretaceous back-arc Neuquén Basin, Argentina Andes). En Posamentier y Mutti (Eds.), Second High Resolution Sequence Stratigraphy Conference, Abstracts: 137-143. Trempt, España.
- ORCHUELA, I., J.V. PLOSKIEWICZ y R. VIÑES, 1981. Reinterpretación estructural de la denominada "Dorsal Neuquina". VIII Congr. Geol. Arg. Actas III: 281-293. San Luis.
- PANDO, G., S. DEL VÓ, G. LAFFITTE y M. ARGUIJO, 1984. Posibilidades oleogénicas, migración y entrapamiento en las sedimentitas jurásicas (Lias-Dogger) de la región centro-meridional de la Cuenca Neuquina. IX Congr. Geol. Arg., Actas VII: 52-67. Bariloche.
- PLOSKIEWICZ, J.V., I. ORCHUELA, J.C. VAILLARD y R. VIÑES, 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de Falla Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquén. IX Congr. Geol. Arg. Actas II: 163-169. Bariloche.
- RICCARDI, A.C., 1982. Estudio paleontológico de un sondeo de la zona de Barda Colorada. Neuquén. YPF. Informe interno inédito.
- SCHOELL, M., 1983. Genetic characterization of natural gases. A.A.P.G. Bull. 67(12):2225-2238.
- SEILER, J. y A. MORONI, 1981. Palinología y organopalinología. En Sedimentología, edad, análisis de la materia orgánica, porosidad y diagénesis de la Fm. Los Molles en el sondeo YPF.Nq.BCE.x-1 (Barda Colorada Este), Provincia de Neuquén, Argentina. YPF. Informe interno inédito.
- SPEZIALE, M., 1979. Correlación geoquímica de petróleos recuperados en el sur de la Cuenca Neuquina. VII Congr. Geol. Arg. Actas II: 187-193. Buenos Aires.
- SUERO, T., 1951. Descripción geológica de la Hoja 36 c, Cerro Lotena (Neuquén). Dir. Nac. Min. Boletín N° 76. Buenos Aires.
- TURNER, J.C. y L. CAZAU, 1978. Estratigrafía del Prejurásico. En Geología y recursos naturales del Neuquén. VII Congr. Geol. Arg. Relatorio: 25-36. Buenos Aires.
- ULIANA, M. y L. LEGARRETA, 1993. Hydrocarbons habitat in a Triassic - to - Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina. Jour. Petrol. Geol., Vol. 16(4): 397-420.
- ULIANA, M., M. ARTEAGA, L. LEGARRETA, J. CERDAN y G. PERONI, 1995. Inversion structures and hydrocarbon occurrence in Argentina. En Buchanan y Buchanan (Eds.): Basin Inversion. Geol. Soc. Spec. Pub. N° 88: 211-233. Londres.
- VELA, M., 1997. Los Molles - Lajas petroleum systems, Neuquén Basin, Argentina. Unpublished Master of Science Thesis, University of South Carolina.
- VELA, M. y D. WAVREK, 1997. High-resolution petroleum systems analysis: application to Los Molles - Lajas Megasequence of Neuquén Basin, Argentina. AAPG An.Conv. Abstracts, p.120. Dallas.
- VILLAR, H.J., C. BARCAT, S. TALUKDAR y W. DOW, 1993. Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero en el área sudoriental del Engolfamiento Neuquino. XII Congr. Geol. Arg. y II Congr. Expl. Hidroc. Actas I: 382-394. Mendoza.
- WAVREK, D., M.E. LARA, R. ALLEN, R. RESSETAR y G. LAFFITTE, 1994. Neuquén Basin, Argentina. An integrated geochemical study. ESRI - USC - UU. Informe inédito.
- WAVREK, D., D. CURTISS, M.E. LARA, G. LAFFITTE y D. JARVIE, 1997. High-resolution petroleum systems analysis: application to Kimmeridgian-Valanginian Megasequence of Neuquén Basin, Argentina. AAPG Bulletin Vol. 81/8: p. 1419. Abstracts 1997 Intern. Conf. & Exhib. Viena, Austria.
- WINDHAUSEN, A., 1914. Contribución al conocimiento geológico de los territorios del Río Negro y Neuquén. Anales Sec. Min. Agric., X N° 1. Buenos Aires.
- YRIGOYEN, M., 1982. Reseña sobre los conocimientos y la explotación de los hidrocarburos en Argentina antes de 1907. 1er. Congr. Nac. Hidroc. Conferencias: 803-849. Buenos Aires.

Las reservas de la Cuenca Neuquina son de 10 MMm<sup>3</sup> de petróleo y 34,7 MMm<sup>3</sup> de gas en niveles que se concentran entre los 3000 m de profundidad aproximadamente y cuya edad va desde el Cretácico Inferior hasta el Paleoceno. El relleno sedimentario de la cuenca supera los 8000 m de espesor en la parte central, alcanzando el sondeo exploratorio más profundo