

# Rocas generadoras de hidrocarburos en el Area Sudoriental

por Héctor J. Villar, Cirgeo

Carlos Barcat, Marathon Petroleum Argentina Ltd. (\*)

Suhas Talukdar y Wallace G. Dow, DGSi

El trabajo "Facies Generadora de Hidrocarburos, Correlación Petróleo-Roca Madre y Sistema Petrolero en el Area Sudoriental del Engolfamiento Neuquino" trata de definir las características geoquímicas de las rocas generadoras presentes en esta área, la madurez térmica de los horizontes generadores y su patrón de variación, la correlación petróleo-roca madre, estimando el *timing* de la generación de hidrocarburos infiriendo los patrones del sistema petrolero.

A continuación se transcribe el mencionado estudio.

Héctor Villar es Geoquímico del Petróleo en el Centro de Investigaciones en Recursos Geológicos (CONICET). Graduado en Ciencias Químicas en la Universidad de Buenos Aires, se especializó en geoquímica orgánica mediante una beca de tres años en el Instituto de Geología, Geoquímica y Yacimientos de Petróleo y Carbón, de la Universidad de Aachen, Alemania.

Carlos Barcat se desempeña actualmente como Geólogo Senior en Triton Argentina. En veintinueve años de carrera dentro de la exploración petrolera trabajó para YPF y Marathon Petroleum Argentina. Ha sido profesor de Geología Estructural en la Universidad de Salta y de distintas especialidades en el ISEP (Universidad Nacional de Cuyo) y en el IP (Universidad de Buenos Aires).

Suhas Talukdar es Geoquímico Senior de DGSi en The Woodlands, Texas, USA. Ha acumulado más de veintiocho años de experiencia dentro de los campos de petrología, tectónica, geoquímica del petróleo y evaluación de cuencas, en el ámbito de la industria del petróleo e instituciones de investigación y académicas, en Venezuela, India y USA.

Wallace Dow es Presidente de DGSi, una compañía de servicios de geoquímica del petróleo en The Woodlands, Texas, USA. Luego de graduado en la Universidad de North Dakota con un MS en Geología, trabajó por más de treinta años como geólogo del petróleo y geoquímico para Amoco, Superior, Getty, Robertson Research y DGSi.

El propósito general de este estudio fue el de evaluar la facies generadora de hidrocarburos en el área sudoriental del engolfamiento neuquino (Fig. 1) que involucra la porción axial de la cuenca, la Fosa de Añelo y la plataforma Nordeste de la misma, y está limitada al sur y sudeste por la zona de la Falla de Huincul, un importante sistema de desplazamiento lateral transpresivo-transensivo activo durante los tiempos jurásico-cretácicos. Distintos aspectos de la geología del petróleo de la cuenca y las características de los yacimientos de hidrocarburos del área han sido discutidos por Kelly (1978) y Robles (1984), quienes atribuyeron rasgos de roca madre a las lutitas bituminosas y margosas de la F. Vaca Muerta, a los carbonatos de la F. Quintuco, y a las lutitas negras de la F. Los Molles. Por otro lado, Pando *et al.* (1984) y Di Lena

*et al.* (1989) efectuaron caracterizaciones oleogénéticas en áreas parcialmente relacionadas con las de este trabajo, para las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta, respectivamente.

Los objetivos de la presente contribución fueron: a) definir las características geoquímicas de la(s) roca(s) generadora(s) presente(s) en el área de estudio; b) definir la madurez térmica de los horizontes generadores y su patrón de variación en el área; c) establecer la correlación petróleo-roca madre; d) estimar el *timing* de la generación de hidrocarburos e inferir los patrones del sistema petrolero.

## ESTRATIGRAFIA

La estratigrafía de esta parte de la Cuenca Neuquina

ha sido descripta en una serie de artículos publicados en la última década que sintetizan los trabajos regionales realizados por YPF: Di Gregorio y Uliana (1980); Di Gregorio *et al.* (1984); Gulisano *et al.* (1984); Orchueta y Ploszkiewicz (1984); Robles (1984); Orchueta *et al.* (1987); Legarreta y Gulisano (1989), entre otros:

- Grupo Choiyoi (Pérmico superior-Triásico inferior). Está constituido por una secuencia inferior efusiva de lavas riolíticas y andesíticas de la F. Vulcanitas Medanita y una secuencia superior, integrada por tobas, ignimbritas y pelitas tobáceas, conocida como F. Tobas Barda Alta. Esta última formación contiene intervalos permeables de baja porosidad que producen petróleo en algunos pozos de los yacimientos El Medanita Sudeste y Rinconada.

FIG. 1



(\*) Actualmente en Triton Argentina

- Ciclo Pre-cuyano (Hettangiano-Sinemuriano). Representa el estado *sinrift* en la historia de la cuenca. Está compuesto por pórfidos morados, pelitas rojas y tobas rosadas con escasas intercalaciones de conglomerados y anhidritas, que son conocidas como F. Planicie Morada. Esta unidad representa un sistema aluvial-fluvial-barreal/lacustre con influencia volcánica.

- Ciclo Cuyano (Pliensbaquiano-Calloviano medio). Una rápida subsidencia térmica acompañada por una transgresión marina se produce en la cuenca durante la depositación de este ciclo. Una serie de cuñas clásticas progradantes acumulan más de 2.000 metros de sedimentos dentro del área de estudio. Sobre la base de la composición litológica, el ciclo es subdividido en tres formaciones diacrónicas: la inferior, F. Los Molles, caracterizada por pelitas gris-negruzcas y negras con intercalaciones de areniscas finamente estratificadas, que representan facies de talud y cuenca profunda; la media, F. Lajas, compuesta por areniscas grises en parte carbonosas interestratificadas con pelitas grises y gris

verdosas, que representan facies deltaicas y de playa; la superior, representada por areniscas castaño rojizas y gris claras muy finas a muy gruesas, a veces conglomerádicas, intercaladas con pelitas marrón rojizas, de la F. Punta Rosada, depositadas en un ambiente aluvial. Esta unidad produce hidrocarburos en los yacimientos Punta Rosada, Charco Bayo, Piedras Blancas, Puesto Bravo, situados en la plataforma NE de la cuenca. La F. Lajas produjo gas y petróleo en el yacimiento Sierra Barrosa.

- Ciclo Loteniano (Caloviano medio-Oxfordiano superior). Conocido también como Grupo Lotena, la base de esta unidad está definida por la discordancia intercaloviana sobre la que se apoya la F. Lotena (Caloviano medio a superior), integrada por una sección basal de areniscas amarillentas y grises, medianas a gruesas con delgados y aislados niveles conglomerádicos, y una sección superior, caracterizada por areniscas arcillosas interestratificadas con pelitas. La sección inferior representa un ambiente fluvial, mientras que la superior, un tren de fa-

cies fluvial/deltaico/marino. Sobre la F. Lotena se depositan las margas y calizas bioclásticas de la F. Barda Negra (Oxfordiano inferior a medio), que representan una transgresión marina con limitada participación clástica. Estas calizas son cubiertas por las evaporitas de la F. Auquileo que representan la desecación de la cuenca marina. Producción de gas y condensado se obtiene de las areniscas de la F. Lotena en algunos pozos de los yacimientos Loma La Lata, Lindero Atravesado y Centenario.

- Superciclo Mendociano (Kimmeridgiano-Barremiano). Este superciclo está compuesto por dos ciclos: el Mendociano inferior y el Mendociano superior.

- Ciclo Mendociano Inferior (Kimmeridgiano-Valanginiano inferior). Comprende entre las discordancias intramálmica e intravalanginiana, el ciclo está constituido en el área analizada por cuatro unidades litoestratigráficas: F. Sierras Blancas, F. Catriel, F. Vaca Muerta y F. Quintuco. La F. Sierras Blancas está caracterizada por areniscas medianas a gruesas, castaño rojizas y rosa-

*Cuidemos hoy el futuro del planeta.*



|                                            |                           |     |
|--------------------------------------------|---------------------------|-----|
| -1) YPF.Nq.BMo.xp-5 (Borde Montuoso):      | 1800-2800 m               | (*) |
| -2) YPF.Nq.CDCo.x-1 (Cerrito de la Costa): | 1695-4239 m               | (*) |
| -3) YPF.Nq.ECr.x-1 (El Cruce):             | 1000-3533 m               | (*) |
| -4) YPF.Nq.RN.xp-58 (Río Neuquén):         | 2136-2565 m ; 3141-5338 m | (*) |
| -5) YPF.Nq.LLL.xp-62 (Loma La Lata):       | 1976-3538 m               |     |
| -6) YPF.RN.AA.x-2 (Agua Amarga):           | 1700-3800 m               |     |
| -7) YPF.RN.AB.x-1 (Aguada Beltrán):        | 2150-3100 m               |     |
| -8) YPF.RN.CM.x-1 (Cerro Manrique):        | 2175-3191 m               |     |
| -9) YPF.RN.CS.x-1 (Cinco Saltos):          | 2368-3187 m               |     |
| -10) YPF.RN.LGu.x-1 (Loma Guadalupe):      | 1357-3311 m               | (*) |
| -11) YPF.RN.ADP.x-1 (Aguada del Piche):    | 956-2541 m                | (*) |
| -12) YPF.Nq.AñN.x-1 (Añocho Norte):        | 2205-3650 m               | (*) |

das que hacia el techo se intercalan con areniscas verdosas. En aparente concordancia, se asientan sobre esta formación las areniscas y limolitas arenosas verdosas de matriz clorítica de la F. Catriel, que tiene una extensión areal mayor que la F. Sierras Blancas. En la Fosa de Añocho, las areniscas de la F. Catriel y la parte superior de la F. Sierras Blancas han sido depositadas en un ambiente eólico, mientras que las basales de la F. Sierras Blancas lo han hecho en un ambiente aluvial/fluviol. Sobre estos depósitos continentales se depositan los sedimentos marinos del Titoniano-Valanginiense inferior integrado por ocho secuencias depositacionales, cada una compuesta por facies de pelitas y margas negras de interior de cuenca (F. Vaca Muerta), facies clásticas y carbonáticas de plataforma, y facies carbonáticas y evaporíticas de plataforma interna hasta continentales (F. Quintuco/Loma Montosa). Las areniscas de la F. Sierras Blancas son productoras de hidrocarburos en los siguientes yacimientos: Loma La Lata, Lindero Atravesado, Río Neuquén, Centenario, Bajo del Piche, El Santiaguense, el Medaniño, Charco Bayo, Fernández Oro y otros. La F. Quintuco produce en los yacimientos Río Neuquén, Loma La Lata, Catriel Oeste, La Jarilla, Punta Rosada, Señal Picada, Divisadero Catriel y El Caracol.

- Ciclo Mendociano superior (Valanginiense superior-Barremiano). El ciclo está representado en el sector analizado por las areniscas y conglomerados fluviales y pelitas de planicie de inundación de la F. Centenario, equivalentes proximales de las facies de pelitas, carbonatos y clásticas de plataforma de la F. Agrio. Se obtiene producción de gas y condensado de esta formación en los yacimientos Blanco de Los Olivos, Catriel Oeste, Centro Este, Loma Montosa y Señal Picada.

- Ciclo Rayosiano (Aptiano-Albiano). Está representado por las litofacies de areniscas y pelitas rojizas y castaño rojizas de planicies fluvial de la F. Rayoso, los que se apoyan por medio de discordancia sobre los sedimentos de la F. Centenario. El límite superior está representado por la discordancia intersenoniana (Keidel, 1925).

- Superciclo Riograndico (Cenomaniano-Paleoceno superior). Corresponde al ciclo sedimentario Riograndico de Groeber (1946), el cual puede dividirse en el Ciclo Neuquéniano y el Ciclo Malalhueyano.

- Ciclo Neuquéniano (Cenomaniano-campaniano inferior). Está compuesto por una

potente sucesión de depósitos continentales integrados por conglomerados, areniscas y fangolitas, con escasas intercalaciones de capas de anhidrita en la parte superior del ciclo, que representan facies fluviales y lacustres efímeras. Litoestratigráficamente, estos sedimentos integran el Grupo Neuquén.

- Ciclo Malalhueyano (Campaniano superior-Paleoceno superior). Un conjunto de depósitos marinos y continentales integran este ciclo sedimentario, en el que participan facies marinas clásticas (F. Allen, F. Loncoche, F. Jagüel), facies marinas carbonáticas (F. Roca) y facies continentales (F. Coihueco, F. Pircala y F. Carrizo).

## MATERIAL ESTUDIADO Y METODOS

Los análisis geoquímicos se efectuaron en una serie de muestras representativas de 12 perforaciones del área de estudio (Figs. 1 y 6). El material analizado consistió en 203 muestras de "cutting" y 25 testigos de coronas. La lista de perforaciones y de los intervalos muestreados puede verse en el cuadro de esta página.

El muestreo se realizó seleccionando material aproximadamente cada 50 a 200 m, según la litología, con el objeto de cubrir secciones completas en cada perforación. En los intervalos donde se sospechaba de buen carácter generador (F. Vaca Muerta, F. Quintuco, F. Los Molles) se muestreó más densamente, llegándose en algunos tramos de la F. Vaca Muerta, a una muestra cada 15-20m. En función de las determinaciones de carbono orgánico total (COT%), de la posición estratigráfica de los niveles disponibles para el muestreo, y de la localización de los pozos, se realizó una nueva selección de siete perforaciones, marcadas con (\*) en la lista precedente, para análisis Rock-Eval y microscopía (R %, TAI, análisis visual del querógeno). Con esta metodología fue posible estimar la extensión areal y características oleogénicas de los potenciales horizontes generadores y definir el gradiente de madurez térmica del área. Sobre esta base y de la disponibilidad de testigos de corona, se seleccionaron 9 trozos, representativos de las Formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Quintuco, que fueron sometidos a extracción soxhlet. Posterior-

mente, junto con dos petróleos producidos en el área (ver Cuadro 1), los bitúmenes extraídos se estudiaron mediante análisis de cromatografía de gases (GC) y cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS; análisis de biomarcadores) de las fracciones de hidrocarburos saturados.

## RESULTADOS

En el siguiente texto se describen los principales rasgos geoquímicos de los niveles estudiados, en especial para las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco, y el Grupo Cuyo. Se adjuntan como referencia los "logs" geoquímicos para BMo.xp-5 (Fig.2), una perforación clave en el área de estudio, ya que, además de alcanzar niveles profundos del Grupo Cuyo, suministró buen material para análisis a lo largo de casi 3000 m, desde los 1860 m en la F. Centenario a los 4809 m en la F. Los Molles.

### Contenido orgánico

Los registros de COT varían desde valores extremadamente pobres, esperados para las Formaciones Centenario, Catriel, Sierras Blancas, Lotena, Barda Negra, Auquileo, Punta Rosada, etc., a muy altos en las lutitas de Vaca Muerta. La distribución de los contenidos orgánicos de las tres unidades con mayor interés (Formaciones Vaca Muerta y Quintuco, y Grupo Cuyo) puede analizarse en la Fig. 3.

Las muestras de Vaca Muerta denotan tenores de COT mayoritariamente comprendidos entre 2-5%, con picos alrededor del 7% en AA.x-1 y LGu.x-1. Excepciones a estos valores se detectan en las perforaciones ADP.x-1 (rango de COT: 0.16-0.42%) y RN.xp-58, en la cual hubo una sola muestra disponible para su análisis, con un COT de 0.62%. En todas las perforaciones el contenido orgánico de la unidad disminuye globalmente de base a techo.

Sólo dos perforaciones penetraron sedimentos asignados a las lutitas de la F. Los Molles. En BMo.xp-5, se midieron contenidos orgánicos entre 1.62 y 3.20% para cuatro muestras en el intervalo 4668-4809 m. En el pozo RN.xp-58 los valores resultaron por debajo de 1.0%, exceptuando los nive-

les a 4059 y 4529m, con registros de 2.17 y 2.53%, respectivamente.

Los contenidos orgánicos de la F. Quintuco son en general bajos a muy bajos y raramente exceden el 0.5%. Sin embargo, se registraron ocasionalmente algunos valores altos, principalmente cerca de la base de la unidad (por ejemplo: CDCo.x-1, 2666m, COT=1.00%; AB.x-1, 2757m, COT=2.61%; ADP.x-1, 1947 m, COT=7.14%).

### Tipo de materia orgánica

Mediante el análisis visual del querógeno se definió a la materia orgánica de la F. Vaca Muerta en el área de estudio como mayoritariamente amorfa, de origen marino, típica generadora de petróleo. El carácter bituminoso y el excelente potencial oleogénico del material se manifiesta en sus elevados picos  $S_2$  de la pirólisis y elevados índices de hidrógeno (Fig.4), que alcanzan valores máximos de 38.78 mgHC/gRoca y

624 mgHC/gCOT, respectivamente, en el pozo LGu.x-1.

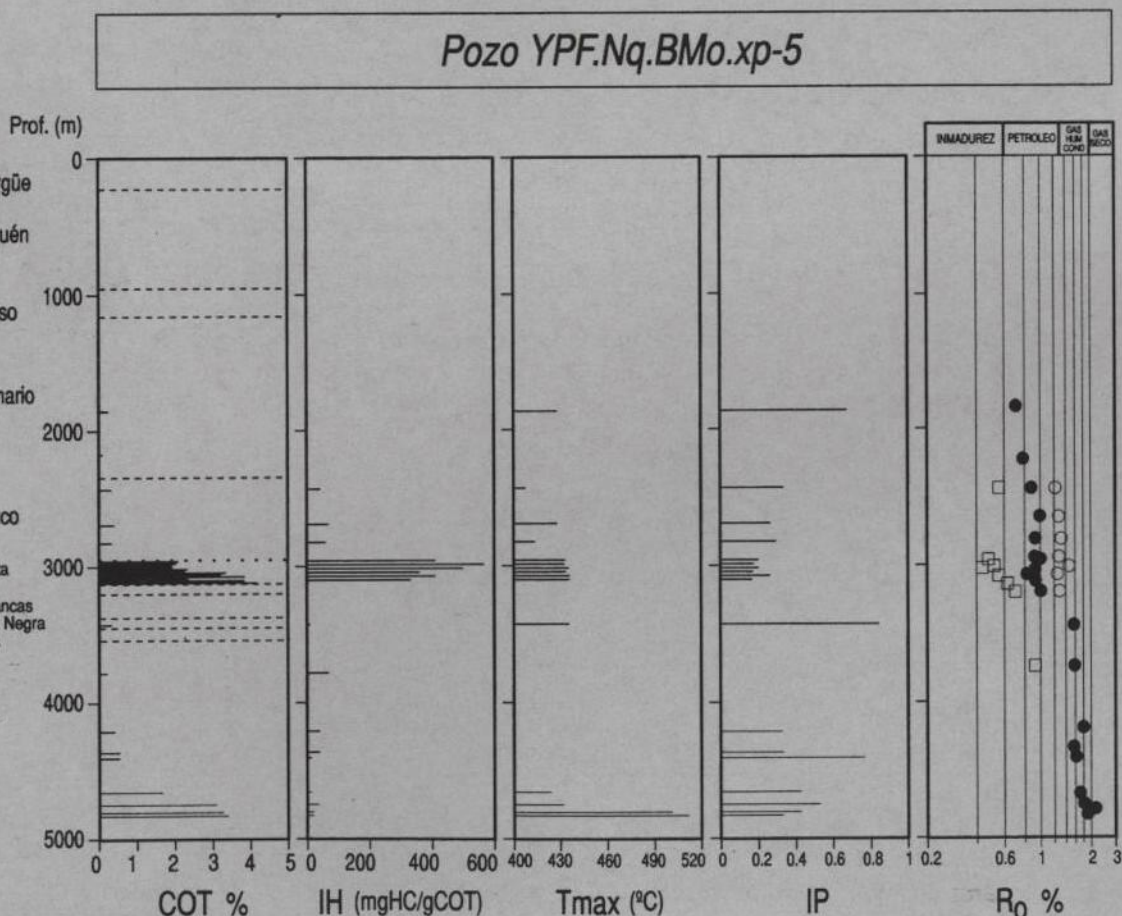
La materia orgánica presente en las muestras del Grupo Cuyo con COT relativamente alto (F. Los Molles), en las perforaciones BMo.xp-5 y RN.xp-58, es del tipo mixto, amorfo/húmico. La microscopía del querógeno de estas muestras, considerada en combinación con los IH e IO, sugiere que la asociación deriva en esencia de materia orgánica terrestre, generadora de gas/petróleo.

En la F. Quintuco, predomina la materia orgánica amorfa, de afinidad incierta. Su estado de preservación es pobre y se presenta piritizada y, con frecuencia, alterada y/o corroída. De acuerdo con los pocos datos de pirólisis registrados, su capacidad oleogénica es baja. Una excepción son algunas de las muestras mencionadas de alto COT, en las que el potencial es comparable a la de la F. Vaca Muerta.

### Madurez térmica

La herramienta utilizada para evaluar la madurez térmica de las secciones bajo estudio fue la determinación de la reflectancia de la vitrinita complementada con el análisis visual del querógeno. El interés primario del análisis fue el de definir el grado de maduración alcanzado por la roca madre de petróleo más importante, y quizá única del área: las lutitas de la F. Vaca Muerta. Una limitación metodológica crítica fue la escasa presencia de "verdadera vitrinita" en esta particular facies orgánica. Aunque tentativamente se pudieron reconocer partículas aisladas, sus valores de  $R_o\%$  pueden sospecharse de supresión y son considerados poco confiables. Sin embargo, fueron registrados sistemáticamente junto con los de reflectancia de material reciclado, por un lado, y de materia orgánica bituminosa, masiva, por otro (Fig. 2). Cuando fue posible, las tres poblaciones fueron medidas y discriminadas para cada muestra.

FIG. 2

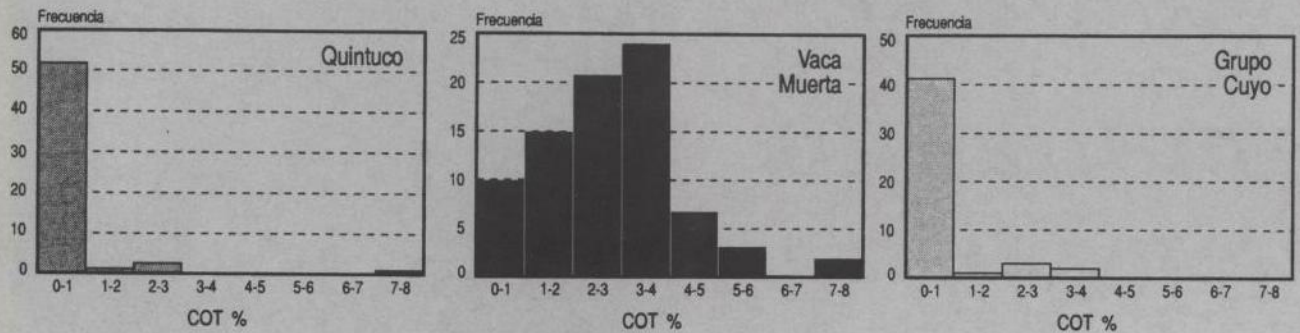


Perfiles geoquímicos para la perforación YPF. BMo. xp-5

COT: Carbono orgánico total; IH: Índice de hidrógeno;  $T_{max}$ : temperatura máxima del pico  $S_2$  de la pirólisis Rock-Eval; IP: Índice de producción. En el gráfico de reflectancia ( $R_o\%$ ), el círculo lleno significa vitrinita primaria; el círculo vacío, material reciclado, el cuadrado, material bituminoso.

FIG. 3

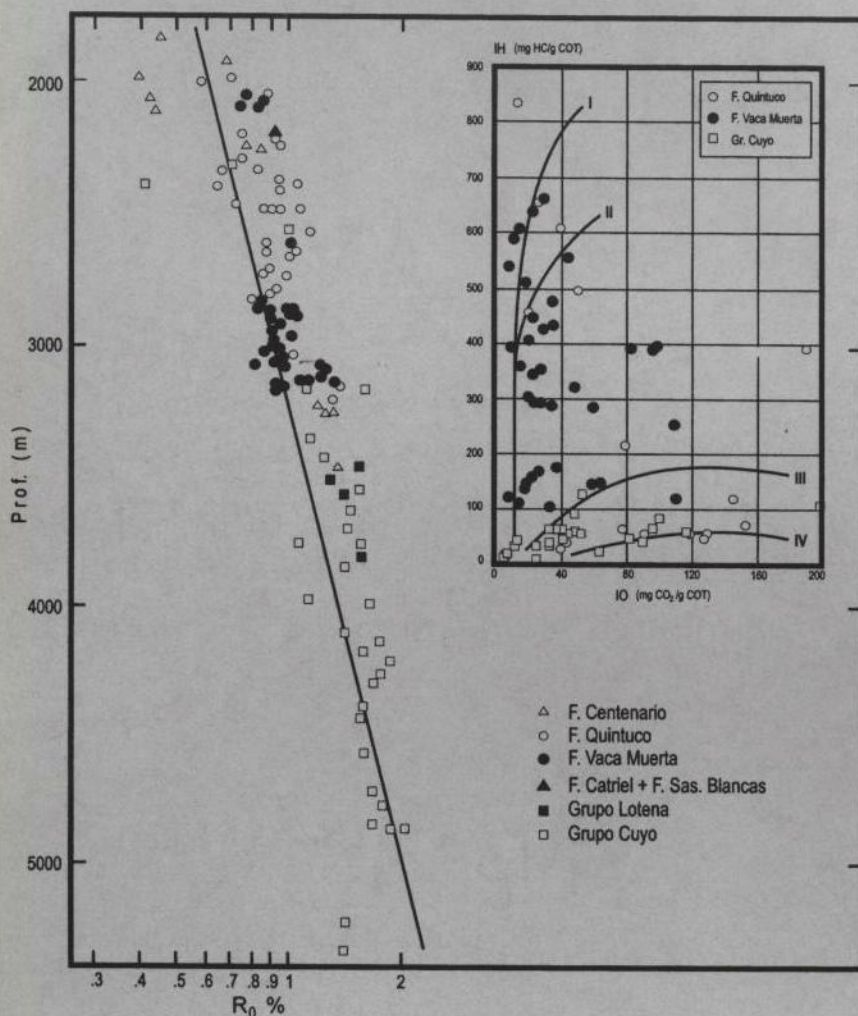
## CONTENIDO ORGANICO



Distribución de frecuencias de carbono orgánico total (COT%) para la Formación Quintuco, la Formación Vaca Muerta y el Grupo Cuyo

FIG. 4

## GRADIENTE COMPUESTO DE REFLECTANCIA PARA EL AREA DE ESTUDIO



Las determinaciones del Índice de Alteración Térmica (TAI) sobre la materia orgánica no estructurada de Vaca Muerta correlacionan en promedio con los datos de  $R_0$  % de los niveles superiores para cada pozo. Sin embargo, en la mayoría de las perforaciones, se detectó un gradual y firme oscurecimiento de la materia orgánica amorfa en un intervalo de pocas decenas de metros, desde aproximadamente la mitad de la unidad hasta su base. El fenómeno promueve un rápido aumento de los valores de TAI, el cual no fue interpretado como un incremento real de la madurez, ya que no existe razón para suponer alguna anomalía térmica. Es posible que el efecto se origine en un cambio de facies orgánica, es decir, que esté vinculado a la acumulación y diagénesis, y no a la maduración orgánica. Una explicación alternativa, y tal vez adicional, es que la asociación del abundante bitumen al material amorfo sea responsable del oscurecimiento en los niveles basales de la unidad.

Además de la microscopía del querógeno de la F. Vaca Muerta, se efectuaron determinaciones  $R_0$  % y TAI en toda otra muestra que proveyó suficiente material para el montado. El objetivo fue cubrir secciones enteras de cada pozo y establecer tendencias de madurez. Ello resultó útil para las mediciones de  $R_0$  % en la F. Centenario, en la zona menos madura, y en el Grupo Cuyo, en la zona más madura. En estas unidades, la materia orgánica de origen terrestre y, por lo tanto la vitrinita, resultó ser ocasionalmente abundante. Un gráfico del gradiente de reflectancia compuesto a partir de todas las mediciones efectuadas se presenta en la Fig. 4. Con esta metodología combinada, se pusieron en evidencia diferencias de madurez entre los pozos, con un incremento de tendencia aproximada Este-Oeste, desde alrededor de  $R_0$  % = 0.6 en ADP.x-1 a  $R_0$  % = 1.2 en AñN.x-1, para la base de la unidad.

Gradiente de reflectancia promedio, compuesto a partir de todas las mediciones efectuadas; a la derecha, ubicación de las muestras de Quintuco, Vaca Muerta y Cuyo en un diagrama de pirólisis Rock-Eval típico. IHI: Índice de hidrógeno; IO: Índice de oxígeno.

## Hidrocarburos saturados

## Terpanos (m/z 191)

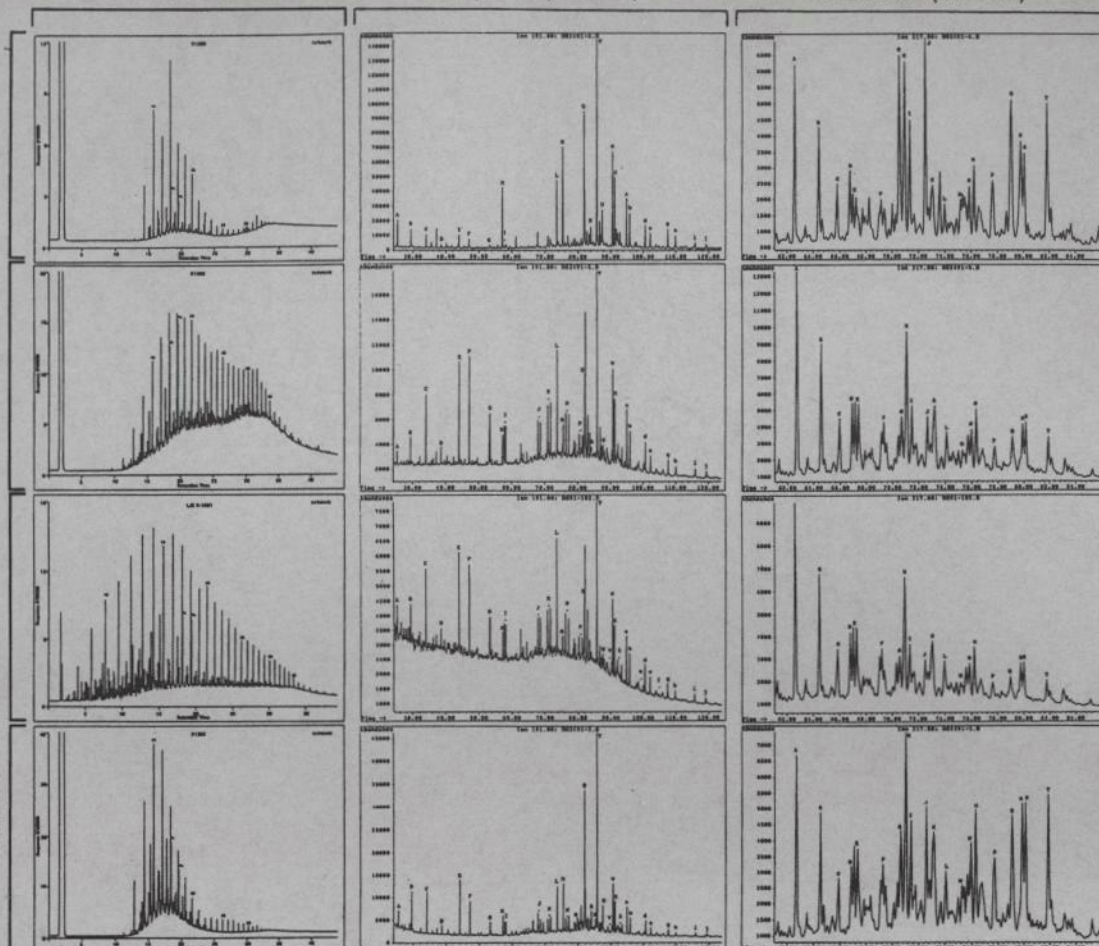
## Esteranos (m/z 217)

Extracto 6  
F. Quintuco  
YPF.RN.AB.x-1  
2757-66 m

Extracto 5  
F. Vaca Muerta  
YPF.Nq.ECr.x-1  
3106-14 m  
(II)

Petróleo B  
F. Sas. Blancas  
Nq.LJE.x-1001  
3350 m

Extracto 2  
F. Los Molles  
YPF.Nq.BMo.xp-5  
4800-09 m



Registros cromatográficos y fragmentogramas de terpanos y esteranos ( $m/z=191$  y  $m/z=217$ , respectivamente) para muestras seleccionadas. Obsérvese la excelente correlación entre las distribuciones de terpanos y esteranos del extracto de la F. Vaca Muerta y del petróleo de la F. Sierras Blancas

## CUADRO 1

CUADRO 1. PARAMETROS CROMATOGRAFICOS Y DE BIOMARCADORES SELECCIONADOS, INDICANDO APOORTE ORGANICO, CONDICIONES DE DEPOSITACION Y NIVEL DE MADUREZ PARA LAS ROCAS Y PETROLEOS ESTUDIADOS

| MUESTRA<br>POZO<br>FORMACION<br>PROF. (m)              | Extracto 1<br>BMo.xp-5<br>Los Molles<br>4668-72.5 | Extracto 2<br>BMo.xp-5<br>Los Molles<br>4800-09 | Extracto 3<br>CDCo.x-1<br>Quintuco<br>2666-75 | Extracto 4<br>ECr.x-1<br>V. Muerta<br>3106-14 (I) | Extracto 5<br>ECr.x-1<br>V. Muerta<br>3106-14 (II) | Extracto 6<br>AB.x-1<br>Quintuco<br>2757-66 | Extracto 7<br>CM.x-1<br>V. Muerta<br>2718-36(I) | Extracto 8<br>CM.x-1<br>V. Muerta<br>2718-36(II) | Extracto 9<br>ADP.x-1<br>Quintuco<br>1947-56 | Petróleo A<br>LA-33<br>Sas. Blancas<br>2900-50 | Petróleo B<br>LJE.x-1001<br>Sas. Blancas<br>3350 |
|--------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------------------------------|----------------------------------------------------|---------------------------------------------|-------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
| COT %                                                  | 1.62                                              | 3.13                                            | 1.00                                          | 2.17                                              | 1.65                                               | 2.61                                        | 1.52                                            | 2.33                                             | 7.14                                         | -----                                          | -----                                            |
| Extr ppm                                               | 216                                               | 166                                             | 1296                                          | 15039                                             | 10199                                              | 1523                                        | 2493                                            | 5868                                             | 6721                                         | -----                                          | -----                                            |
| Extr/TOC                                               | 0.013                                             | 0.005                                           | 0.130                                         | 0.693                                             | 0.618                                              | 0.058                                       | 0.164                                           | 0.252                                            | 0.094                                        | -----                                          | -----                                            |
| Pr/Ph                                                  | 3.0                                               | 2.2                                             | 1.4                                           | 0.8                                               | 0.8                                                | 1.7                                         | 0.8                                             | 1.1                                              | 0.5                                          | 1.1                                            | 1.0                                              |
| Pr/n-C <sub>17</sub>                                   | 0.89                                              | 0.60                                            | 0.35                                          | 0.82                                              | 0.79                                               | 0.31                                        | 0.67                                            | 0.55                                             | 0.25                                         | 0.33                                           | 0.42                                             |
| Ph/n-C <sub>18</sub>                                   | 0.34                                              | 0.52                                            | 0.48                                          | 1.15                                              | 1.03                                               | 0.41                                        | 0.93                                            | 0.56                                             | 1.19                                         | 0.35                                           | 0.53                                             |
| <b>TERPANOS</b>                                        |                                                   |                                                 |                                               |                                                   |                                                    |                                             |                                                 |                                                  |                                              |                                                |                                                  |
| Indice de Tricíclicos (1)                              | 237                                               | 139                                             | 31                                            | 624                                               | 362                                                | 36                                          | 141                                             | 153                                              | 12                                           | 933                                            | 415                                              |
| Tricicl C <sub>19</sub> /Tricicl C <sub>20</sub> (2)   | 0.09                                              | 0.49                                            | 1.64                                          | 0.25                                              | 0.15                                               | 2.06                                        | 0.18                                            | 0.40                                             | 0.38                                         | 0.00                                           | 0.38                                             |
| Tricicl C <sub>23</sub> /Tetracicl C <sub>24</sub> (3) | 2.36                                              | 2.70                                            | 0.29                                          | 4.07                                              | 3.49                                               | 0.21                                        | 3.50                                            | 2.82                                             | 0.26                                         | 1.94                                           | 3.70                                             |
| Tm/Ta (4)                                              | 1.30                                              | 1.18                                            | 1.14                                          | 0.25                                              | 0.31                                               | 1.61                                        | 0.81                                            | 0.88                                             | 0.75                                         | 0.21                                           | 0.20                                             |
| Hopano C <sub>29</sub> /Hopano C <sub>30</sub> (4)     | 0.33                                              | 0.07                                            | 0.05                                          | 0.00                                              | 0.00                                               | 0.00                                        | 0.07                                            | 0.00                                             | 0.00                                         | 0.00                                           | 0.00                                             |
| Hopano C <sub>29</sub> /Hopano C <sub>30</sub>         | 0.81                                              | 0.66                                            | 0.49                                          | 0.49                                              | 0.46                                               | 0.63                                        | 0.38                                            | 0.41                                             | 0.53                                         | 0.58                                           | 0.42                                             |
| Moretano C <sub>30</sub> /Hopano C <sub>30</sub>       | 0.16                                              | 0.11                                            | 0.17                                          | 0.12                                              | 0.11                                               | 0.16                                        | 0.13                                            | 0.13                                             | 0.16                                         | 0.00                                           | 0.08                                             |
| Indice Gamaoerano (4,5)                                | 0                                                 | 0                                               | 0                                             | 0                                                 | 0                                                  | 0                                           | 0                                               | 0                                                | 36                                           | 0                                              | 0                                                |
| 22S/(22S+22R)C <sub>21</sub> Hop % (6)                 | 58                                                | 59                                              | 58                                            | 57                                                | 58                                                 | 58                                          | 59                                              | 59                                               | 46                                           | 56                                             | 57                                               |
| C <sub>29</sub> /C <sub>30</sub> Hopanos (1)           | 0.64                                              | 0.68                                            | 0.32                                          | 0.69                                              | 0.72                                               | 0.39                                        | 0.73                                            | 0.60                                             | 0.47                                         | 0.79                                           | 0.71                                             |
| Indice Homohopano C <sub>35</sub> % (7)                | 9.24                                              | 6.05                                            | 4.81                                          | 6.53                                              | 6.80                                               | 4.87                                        | 8.28                                            | 6.28                                             | 9.48                                         | 11.15                                          | 7.28                                             |
| <b>ESTERANOS</b>                                       |                                                   |                                                 |                                               |                                                   |                                                    |                                             |                                                 |                                                  |                                              |                                                |                                                  |
| Indice de Diasteranos (1)                              | 128                                               | 123                                             | 65                                            | 272                                               | 240                                                | 68                                          | 200                                             | 265                                              | 26                                           | 377                                            | 305                                              |
| C <sub>27</sub> ααα(20R)/C <sub>29</sub> ααα(20R) (8)  | 0.77                                              | 0.84                                            | 0.59                                          | 1.65                                              | 1.39                                               | 1.19                                        | 1.68                                            | 2.25                                             | 0.53                                         | 2.14                                           | 1.87                                             |
| C <sub>27</sub> ααα(20S)/C <sub>29</sub> ααα(20R) (8)  | 0.72                                              | 1.17                                            | 0.63                                          | 1.51                                              | 1.33                                               | 1.22                                        | 1.34                                            | 1.58                                             | 0.32                                         | 1.76                                           | 1.61                                             |
| 20S/(20S+20R) C <sub>29</sub> ααα % (9)                | 42                                                | 54                                              | 39                                            | 60                                                | 57                                                 | 55                                          | 57                                              | 61                                               | 24                                           | 64                                             | 62                                               |
| αββ(ααα+αββ) C <sub>29</sub> % (10)                    | 48                                                | 48                                              | 34                                            | 52                                                | 53                                                 | 45                                          | 59                                              | 62                                               | 18                                           | 55                                             | 58                                               |
| Hopanos/Esteranos (3)                                  | 1.68                                              | 3.21                                            | 7.18                                          | 0.73                                              | 1.77                                               | 14.75                                       | 1.41                                            | 2.07                                             | 1.23                                         | 1.00                                           | 1.05                                             |

Con respecto al análisis Rock-Eval los valores de  $T_{max}$ , se comportan con bastante uniformidad en todos los niveles de Vaca Muerta. Los registros están mayoritariamente comprendidos entre 430°-440°C, sugiriendo una madurez apenas temprana. Los valores de  $T_{max}$  promedio más elevados corresponden a la perforación AñN.x-1 mientras que en ADP.x-1, se registraron los valores menores (419° y 424°C). Por otro lado, los únicos valores de  $T_{max}$  que indicaron sobremaduración definida fueron registrados para los niveles más profundos (F. Los Molles) de la perforación BMo.xp-5 (Fig. 2). Los registros relativamente bajos de  $T_{max}$  en las muestras de la F. Vaca Muerta, asociados con índices de hidrógeno altos, posiblemente se originen en la presencia abundante de bitumen sólido en las rocas, y no deben ser tomados como indicadores de baja madurez. Una prueba de oleogénesis significativa es el incremento de los índices de producción (IP) de Este a Oeste, con mínimos de 0.1-0.15 en LGu.x-1 y máximos de 0.4-0.5 en AñN.x-1.

#### Biomarcadores (Fig. 5 y Cuadro 1)

a) Formación Vaca Muerta. Los extractos de las coronas 4 y 5 de YPF.Nq.ECr.x-1, y 7 y 8 de YPF.RN.CM.x-1 son autógenos e indican excelentes rocas generadoras maduras. Las distribuciones de GC son bastante similares y sugieren materia orgánica predominantemente marina con una contribución terrestre menor. Las distribuciones de terpanos y esteranos son, en sentido amplio, similares para las cuatro muestras indicando facies orgánica y madurez térmica comparables. Los parámetros evaluados sugieren materia orgánica predominantemente marina, bacterial-algal y condiciones de deposición anóxicas. Entre las muestras 4 y 5 y 7 y 8, existen diferencias menores de fuente orgánica que se reflejan en los índices de tricíclicos y el cociente  $Tm/Ts$ . Las cuatro denotan, por otro lado, valores de equilibrio en la isomerización de hopanos (57-60%) y en la isomerización de esteranos (57-61%). La madurez térmica de los extractos estaría en el rango de 0.85-0.90%  $R_o$ , es decir el estado de pico de generación de petróleo.

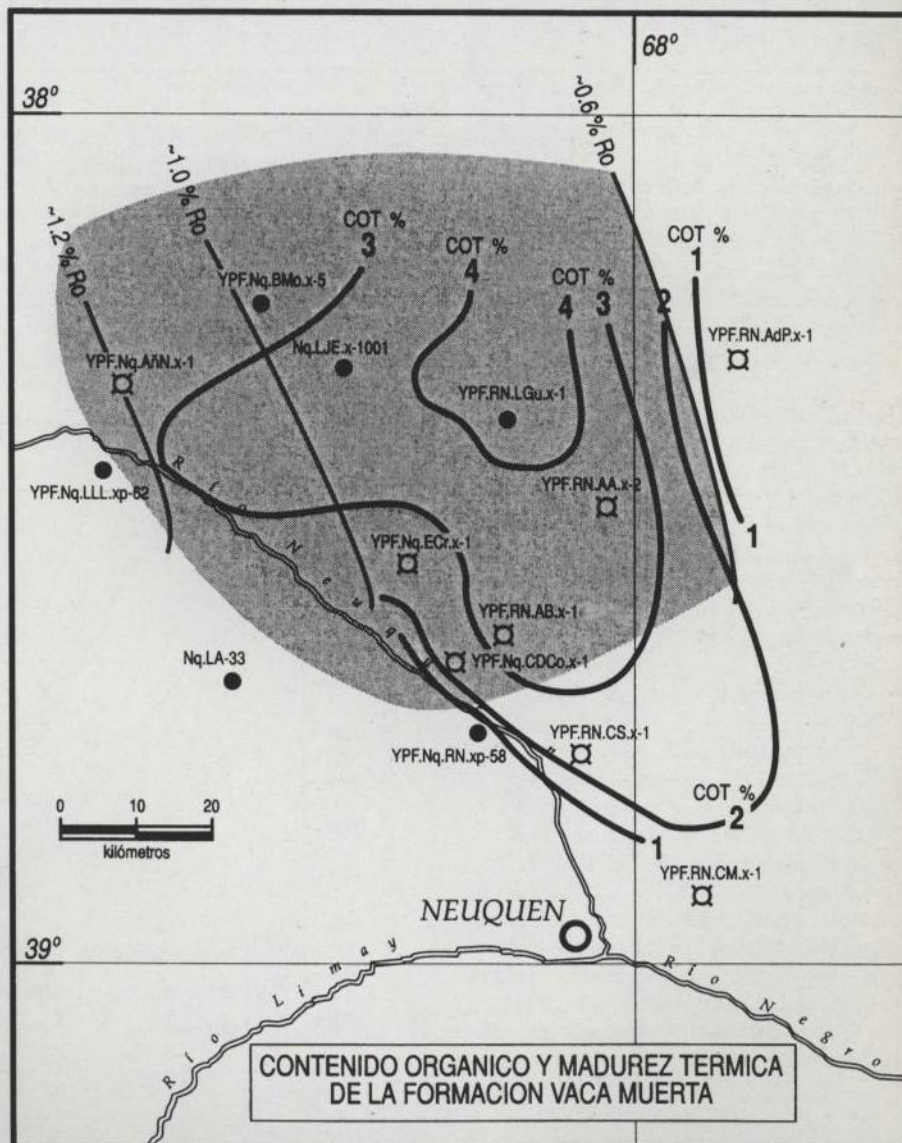
b) Formación Quintuco. Las coronas 3 y 6, de las perforaciones CDCo.x-1 y AB.x-1, respectivamente tienen características de GC parecidas, con cocientes pristano/fitano altos (1.4 y 1.7, respectivamente) y cocientes pristano/n-C17 y fitano/n-C18 en el mis-

mo rango. Las distribuciones de terpanos son similares sugiriendo una muy alta contribución de materia orgánica bacteriana comparada con la materia orgánica de origen terrestre + algal, en condiciones de deposición probablemente subóxicas. De acuerdo a la distribución de esteranos la materia orgánica algal es relativamente mayor en la muestra 6 que en la 3. Por otro lado, la corona 9 (ADP.x-1, 1947-56m) tiene características de extracto poco maduro y una facies orgánica diferente que la de los extractos 3 y 6: los datos de biomarcadores sugieren un origen con aproximadamente iguales proporciones de materia orgánica bacteriana y algal+terrestre, con contribu-

ción terrestre en proporción significativamente mayor que la algal. Las condiciones de deposición fueron fuertemente anóxicas e hipersalinas. Los cocientes de isomerización de esteranos de las tres muestras son 26%, 39% y 55%, sugiriendo que la madurez  $R_o$  equivalente de los extractos es de alrededor de 0.60%, 0.75% y 0.85%, para las muestras 9, 6 y 3, respectivamente.

c) F. Los Molles. Las coronas 1 y 2 que representan al Grupo Cuyo a profundidades de 4668-4672.5m y 4800-4809m en BMo.xp-5 tienen muy bajos contenidos en extracto total (216 y 116ppm) y cocientes extracto/COT (0.013 y 0.005). Ello normalmente sugeriría que los extractos son autógenos

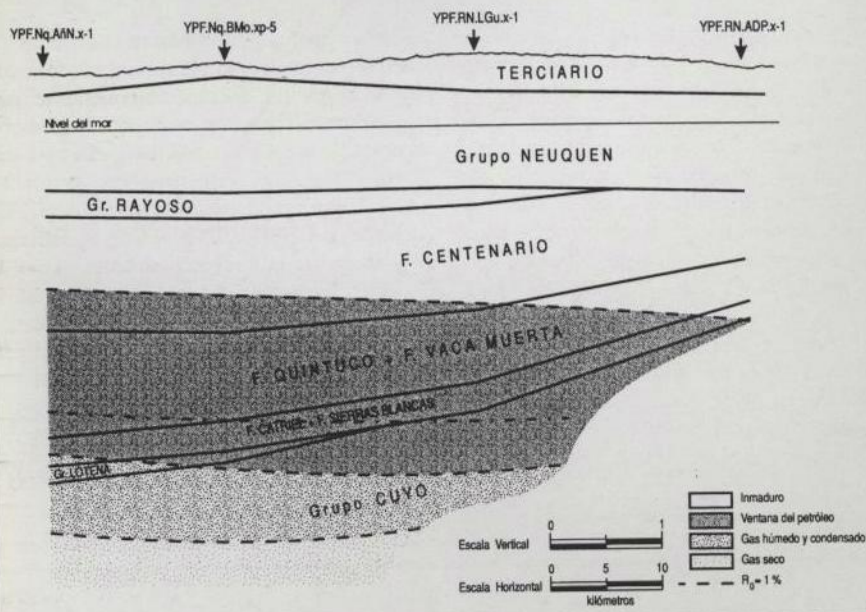
FIG. 6



Mapa de distribución areal del contenido orgánico promedio de la F. Vaca Muerta en el sector estudiado y de la madurez térmica ( $R_o$ %) en la base de la unidad

FIG. 7

### Cuena Neuquina - Área de Estudio CORTE ESQUEMATICO - ZONAS DE GENERACION DE HIDROCARBUROS



Corte esquemático indicando la ubicación de las zonas de generación de hidrocarburos en el área estudiada.

nos, pero sus niveles de madurez (alrededor de un equivalente de  $R_o=0.80\%$ ) son muy diferentes de lo que indican los  $R_o$  medidos (1.70-2.00%) en las rocas. Por lo tanto, los extractos representan muy posiblemente bitúmenes mayoritariamente migrados de rocas madres más jóvenes y menos maduras. No existe correlación de biomarcadores de estas muestras con las analizadas de la F. Vaca Muerta, F. Quintuco, o los petróleos. Tanto los cromatogramas como los biomarcadores (terpanos y esteranos) sugieren fuentes de materia orgánica de carácter mixto, marino y terrestre, con contribución orgánica bacteriana más significativa que la terrestre y algal juntas, y también mayor aporte terrestre relativo al algal. Las condiciones depositacionales fueron moderadamente anóxicas como lo indican los índices de homohopano  $C_{35}$ . De acuerdo con los cocientes de isomerización de esteranos  $20S/(20S+20R)-C_{29}$  de 42 y 54%, la madurez aproximada  $R_o$  equivalente es de 0.80% en la muestra 2 y algo menor en la 1.

d) Petróleos. Los dos crudos estudiados, recuperados de la F. Sierras Blancas en las perforaciones Nq.La-33 y Nq.LJE.x-1001, tienen gravedades API de 43.2° respectivamente y, según el análisis cromatográfico de petróleo total y la evaluación de los términos livianos, se trata de petróleos maduros, no alterados térmicamente ni degradados. Sus distribuciones cromatográficas de hidrocarburos saturados y sus *fingerprints*

de terpanos y esteranos indican que se han originado en facies orgánicas similares a las de la F. Vaca Muerta en el área. Las diferencias encontradas son menores y del orden de las existentes entre distintos niveles de la misma F. Vaca Muerta (comparar, por ejemplo, datos de los extractos 4 y 5 de trozos de distinta litología del mismo testigo

de corona). Una correlación excelente, de acuerdo a las distribuciones de terpanos y esteranos, se muestra en la Fig. 5, entre el extracto 5 de la F. Vaca Muerta en ECr.x-1 y el petróleo B de LJE.x-1001.

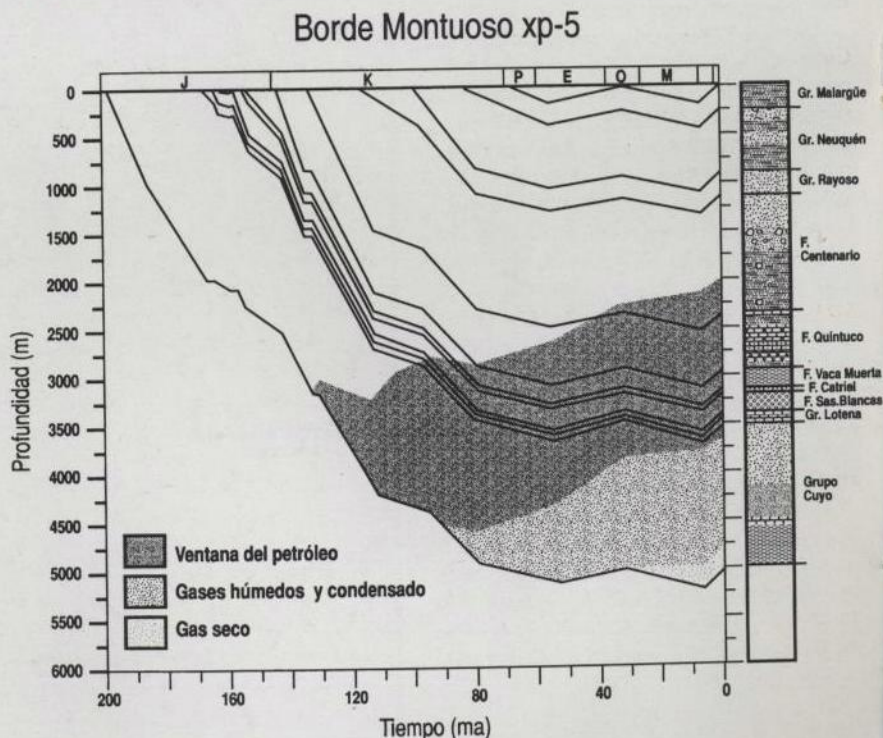
## DISCUSION Rocas generadoras

Las lutitas margosas de la F. Vaca Muerta, con altos tenores de materia orgánica amorfa-sapropélica y excelente potencial oleogénico, se encuentran regularmente distribuidas en el área de estudio. Su contenido orgánico promedio sigue un patrón de distribución definido (Fig. 6), con las mayores concentraciones alrededor de la posición del pozo LGu.x-1. Hacia el noreste los valores de TOC decrecen fuertemente (ADP.x-1) y la roca pierde su carácter generador.

Los carbonatos de Quintuco muestran pobres características generadoras, fundamentalmente debido a sus contenidos orgánicos bajos a muy bajos. Sin embargo, en capas seleccionadas, especialmente cerca de la base de la unidad, el contenido orgánico resultó alto y el querógeno, de buena calidad. Ello permite considerar a la unidad como una hipotética roca madre secundaria y marginal en el área.

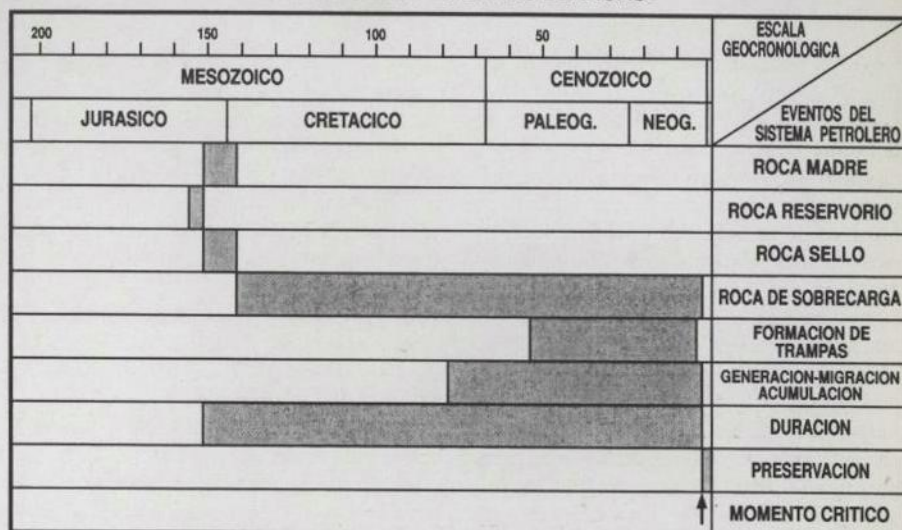
Los niveles lutíticos negros de la F. Los Molles fueron alcanzados sólo por dos per-

FIG. 8



Curvas de soterramiento y evolución de la ventana del petróleo para la perforación YPF. BMo.xp-5

# DIAGRAMA DEL SISTEMA PETROLERO VACA MUERTA - SIERRAS BLANCAS



Cuadro del sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas para el área de la perforación YPF.BMo.xp-5

Quintuco ni de la F. Los Molles presenta características correlacionables, ni aún parcialmente, con los petróleos LJE.x-1001 y LA-33. La generalización de estos resultados implica que los petróleos almacenados en las arenas de Sierras Blancas en el área se han originado en la F. Vaca Muerta.

## Soterramiento, generación de hidrocarburos y sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas

La reconstrucción de la historia de soterramiento permitió definir un modelo tiempo-temperatura para el área, el cual ajustó adecuadamente con las zonas de madurez establecidas a partir de la información analítica. En la Fig. 8, se representan las curvas de soterramiento y la evolución de la ventana del petróleo para una posición como la de BMo.xp-5. Según el modelado, la F. Vaca Muerta comienza a generar petróleo hace aproximadamente 80 m.a. luego de la deposición del Grupo Neuquén y sigue en el estadio de generación en la actualidad. De acuerdo a la historia tectónica de la cuenca, en ese momento ya existían vías de migración en el sistema, que fueron ampliadas en el Eoceno, época en la que se formaron la mayoría de las trampas dentro del área. La F. Sierras Blancas, reservorio de los petróleos estudiados, queda térmicamente incluida en la ventana del petróleo para tiempos presentes, a un nivel de madurez equivalente al 1-1.1% de  $R_o$ . Estos eventos se resumen (Fig. 9) en un "Diagrama de Sistema Petrolero" de acuerdo a los conceptos de Magoon y Dow (en prensa), y que Urien y Zambrano

(en prensa) generalizaran para la Cuenca Neuquina. En el esquema propuesto, se visualiza que el momento cúlmine de la generación de hidrocarburos ocurrió hace aproximadamente 4 m.a. cuando Vaca Muerta alcanzó su máxima profundidad. Desde entonces, es posible que la mayor parte de los hidrocarburos se hayan preservado, si bien se puede especular con que una porción de los mismos pudo haber sido destruida por la actividad volcánica dentro del área.

En posiciones hacia el Oeste-Sudoeste de BMo.xp-5, por ejemplo en AñN.x-1 y posiblemente en LLL.xp-62, la F. Vaca Muerta tiene un estadio de madurez más avanzado. Adicionalmente, el reservorio Sierras Blancas está sometido a condiciones térmicas más severas, en la transición de la ventana del petróleo a la zona de gases húmedos y condensado. Por lo tanto, los hidrocarburos esperables en esta localización del reservorio son petróleos livianos, condensados y gas. Hacia el oeste de BMo.xp-5, por ejemplo en LGu.x-1, el régimen térmico del reservorio es nuevamente favorable para la conservación del petróleo.

Con respecto al Grupo Cuyo en BMo.xp-5, sus niveles inferiores (F. Los Molles) habrían entrado en la ventana del petróleo en el Cretácico temprano y, en la actualidad, estarían sobremaduros, generando gases húmedos y condensado.

## RESUMEN Y CONCLUSIONES

Tres unidades estratigráficas han sido históricamente consideradas como potencia-

foraciones (BMo.xp-5 y RN.xp-58) y no es posible definir su distribución en el área. Las rocas analizadas denotan un contenido orgánico regular a alto y, debido al tipo de querógeno predominante terrestre y madurez relativamente alta, pueden estar actuando como generadoras de gas y condensado.

## Madurez térmica y generación de hidrocarburos

Las zonas de madurez fueron definidas combinando todos los datos obtenidos y tratando de compatibilizar las determinaciones microscópicas ( $R_o$  y TAI) con la información de Rock-Eval y con los datos de extracción y biomarcadores. De esta evaluación, surge que el nivel de maduración actual de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta queda comprendido en la ventana del petróleo para el área de estudio. Sólo en la perforación ADP.x-1, ambas unidades están apenas marginalmente maduras. En el corte esquemático de la Fig. 7, se señala la ubicación de las zonas de generación de hidrocarburos. El mayor grado de madurez para Vaca Muerta se registra en AñN.x-1. Hacia el este, la madurez decrece junto con el adelgazamiento gradual de la columna estratigráfica debido al acunamiento de los Grupos Mendoza y Rayoso. La madurez térmica actual inferida para la base de la F. Vaca Muerta está mapeada en la Fig. 6, en la que es posible visualizar el decrecimiento de la madurez hacia el Este-Noreste del área de estudio.

Con respecto a la madurez del Grupo Cuyo, en el área Oeste-Sur, donde pudo reconocerse una facies generadora, los datos sugieren que la evolución térmica de la unidad se corresponde con la zona de gases húmedos y condensado (Fig. 7) para los intervalos muestreados. Es muy posible que los niveles más profundos hayan inclusive alcanzado la zona de gas seco.

## Correlación petróleo-roca madre

El estudio de biomarcadores efectuado sobre testigos de corona de la F. Vaca Muerta y sobre petróleos producidos de la F. Sierras Blancas indica una buena correlación entre éstos y las rocas generadoras parentales. En particular, el grado de correlación entre un extracto de ECr.x-1 y el petróleo LJE.x-1001 resulta excelente. (Cuadro 1; Fig. 5). La madurez de los petróleos es posiblemente algo mayor que la de los extractos analizados de la F. Vaca Muerta. Ninguno de los extractos obtenidos de la F.

les rocas generadoras en el área sudeste del Engolfamiento Neuquino: las lutitas de la Formación Vaca Muerta y los carbonatos de la Formación Quintuco depositadas durante el Ciclo Mendociano inferior (Kimmeridgiano-Valanginiense Inferior), y los niveles lutíticos de la Formación Los Molles, de edad jurásica inferior a media. Un muestreo detallado y sistemático sobre doce perforaciones del área, el análisis de *screening* y el estudio microscópico del querógeno, junto con la tipificación mediante biomarcadores de muestras seleccionadas y petróleos, demuestran que las lutitas de Vaca Muerta son las principales y posiblemente únicas rocas generadoras de hidrocarburos líquidos del área. Varios bitúmenes extraídos de esta unidad muestran buena correlación con petróleos almacenados en las arenas de Sierras Blancas. Por otro lado, la Formación Los Molles es una posible generadora de gas y condensado, mientras que la Formación Quintuco podría estar actuando como generadora marginal y secundaria de petróleo/gas. Tanto a partir de datos analíticos como de modelado geoquímico, puede considerarse que las lutitas de la F. Vaca Muerta representan una roca madre de petróleo excelente en el área, originada en materia orgánica marina, bacterial-algal, bajo condiciones de deposición anóxicas, y con madurez térmica en la zona de generación de hidrocarburos líquidos, aumentando de Este a Oeste en un rango de  $R_o$  de aproximadamente 0.6% a algo más del 1%. De acuerdo con la reconstrucción de la historia de soterramiento, la generación de hidrocarburos para el sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas comenzó en el Cretácico tardío y está aún activa, luego de pasar por su etapa de máxima hace aproximadamente 4 m.a. Se considera que la mayor parte de los hidrocarburos generados, migrados y acumulados dentro del sistema se han preservado en trampas formadas a partir de aproximadamente 55 m.a.

## TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

ANDERS, D.E. & L.B. MAGOON, 1986. Oil-source correlation study in northeastern Alaska. En Leythaeuser D. & J. Rullkötter (Eds.) *Advances in Organic Geochemistry* 1985. Organic Geochemistry 10: 407-415, Pergamon Press, Oxford.

CONNAN, J., J. BOUROLLEC, D. DESSERT & P. ALBRECHT, 1986. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenviron-

ment from Guatemala: A molecular approach. En Leythaeuser D. & J. Rullkötter (Eds.) *Advances in Organic Geochemistry* 1985. Organic Geochemistry 10: 29-50, Pergamon Press, Oxford.

DI LENA, J. P., H. G. MARCHESE y R. BLOCKI, 1989. Evaluación de rocas generadoras en la Cuenca Neuquina. En: I Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: 311-343, IAP, Buenos Aires.

DIGREGORIO, J. H. y M. A. ULIANA, 1980. Cuenca Neuquina. En: II Simposio de Geología Regional Argentina, Vol. 2: 985-1032, Academia Nacional de Ciencias de Córdoba.

DIGREGORIO R.E., C. A. GULISANO, A. R. GUTIERREZ PLEIMLING y S.A. MINITTI, 1984. Esquema de la evolución geodinámica de la Cuenca Neuquina y sus implicancias paleogeográficas. En: IX Congreso Geológico Argentino, Actas II: 147-162, Buenos Aires.

GROEBER, P., 1946. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70. 1, Hoja Chos Malal. Revista de la Sociedad Geológica Argentina I: 177-208.

GULISANO, C. A., A. R. GUTIERREZ PLEIMLING y R.E. DIGREGORIO, 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la Provincia del Neuquén. En: IX Congreso Geológico Argentino, Actas I: 236-259, Buenos Aires.

KEIDEL, J., 1925. Sobre el desarrollo paleogeográfico de las grandes unidades geológicas de la Argentina. Sociedad Argentina de Estudios Geográficos GAEA, Anales I: 251-312.

KELLY, J. G., 1978. Yacimientos de hidrocarburos. En: VII Congreso Geológico Argentino, Relatorio, Geología y Recursos Naturales del Neuquén: 265-287, Buenos Aires.

LEGARRETA, L. y C.A. GULISANO, 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior). En: Chebli G.A. y L.A. Spalletti (Eds.) *Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica* 6: 221-243, U.N.Tucumán.

MACKENZIE, A.S., R.L. PATIENCE, J.R. MAXWELL, M. VANDENBROUCKE & B. DURAND, 1980. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France. I. Changes in the configurations of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44: 1709-1722.

MACKENZIE, A.S. & J.R. MAXWELL, 1981. Assessment of thermal maturation in sedimentary rocks by molecular measurements. En Brooks, J. (Ed.) *Organic Maturation Studies and Fossil Fuel Exploration*: 239-254, Academic Press, London.

MAGOON, L.B. & W. G. DOW., en prensa. The Petroleum System. En: Magoon L. B. & W. G. Dow (Eds.) *The Petroleum Systems - From Source to Trap*. The American Association of Petroleum

Geologists Memoir, 1993, Tulsa.

MELLO, M.R., P.C. GAGLIANONE, S.C. BRASSELL & J.R. MAXWELL, 1988. Geochemical and biological marker assessment of depositional environments using Brazilian offshore oils. *Marine Petroleum Geology*: 5: 205-223.

MOLDOWAN, J.M., M.K. SEIFERT & E.J. GALLAGOS, 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 69: 1255-1268.

ORCHUELA I.A. y J.V. PLOSKIEWICZ, 1984. La Cuenca Neuquina. En: Ramos V. A. (Ed.) *Geología y recursos naturales de la Provincia de Río Negro*. Relatorio del IX Congreso Geológico Argentino: 163-188, Buenos Aires.

ORCHUELA I.A., C. CIBANAL y S.H. PALADE, 1987. Sismoestratigrafía del Ciclo Cuyano en el sector central del engolfamiento neuquino. Provincia del Neuquén. Argentina. En: X Congreso Geológico Argentino, Actas I: 157-160, S. M. Tucumán.

PANDO G.A., S.G. DEL VO, G. LAFFITTE y M. ARGUIJO, 1984. Posibilidades oleogénicas, migración y entrapamiento en las sedimentitas jurásicas (Lias-Dogger) y de la región centro-meridional de la Cuenca Neuquina. En: IX Congreso Geológico Argentino, Actas VII: 52-67, Buenos Aires.

PETERS, K.E. & J. M. MOLDOWAN, 1991. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry* 17: 47-61.

ROBLES, D.E., 1984. Yacimientos de hidrocarburos. En: Ramos V.A. (Ed.) *Geología y recursos naturales de la Provincia de Río Negro*. Relatorio del IX Congreso Geológico Argentino: 675-691, Buenos Aires.

SEIFERT, W.K. & J.M. MOLDOWAN, 1978. Applications of steranes, terpanes, and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 42: 77-95.

SEIFERT, W.K. & J.M. MOLDOWAN, 1981. Paleoreconstruction by biological markers. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45: 783-794.

SEIFERT, W.K., R.M.K. CARLSON & J.M. MOLDOWAN, 1983. Geomimetic synthesis, structure assignment and geochemical correlation application of monoaromatized petroleum steroids. En: Bjory M. et al. (Eds.) *Advances in Organic Geochemistry* 1981: 710-724, Wiley, Chichester.

URIEN, C.M. & J.J., ZAMBRANO, en prensa. Petroleum Systems in the Neuquén Basin, Argentina. En: Magoon, L.B. & W. G. Dow (Eds.) *The Petroleum Systems - From Source to Trap*. The American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1993, Tulsa.