

Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal

Por Carlos E. Cruz (Bridas SAPIC), Héctor J. Villar (CIRGEO) y Nelson Muñoz (Sipetrol S.A.)

La existencia de rocas generadoras de hidrocarburos y manifestaciones superficiales de petróleo en el noroeste de Neuquén es conocida desde la primera mitad del siglo. A partir de 1990 el consorcio Bridas/Sipetrol inició la exploración de hidrocarburos en el Area CNQ-4 Río Barrancas. Vinculados a trabajos geológicos de superficie se realizaron análisis geoquímicos de muestras de afloramientos de potenciales rocas generadoras y de petróleos, a lo que se sumó el análisis de cuttings y muestras de petróleo y gas del pozo BS.Nq.ChE.s-1 (Chapúa Este) perforado durante 1995. El área de estudio está ubicada en el sur de la región morfoestructural conocida como Fosa de Chos Malal. El trabajo *Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal, Cuenca Neuquina, Argentina*, presentado en el XIII Congreso Geológico Argentino y el III Congreso de Exploración de Hidrocarburos realizado el pasado mes de octubre en Buenos Aires desarrolla las características geoquímicas del Grupo Mendoza en esa área, su madurez térmica, la correlación gas/petróleo-roca madre y la existencia de, al menos, dos sistemas petroleros en este Grupo. El Dr. Carlos E. Cruz recibió el "Premio Alberto Mingramm" al mejor trabajo de Exploración de Hidrocarburos presentado en estos dos congresos.

La existencia de rocas generadoras de hidrocarburos y de manifestaciones superficiales de petróleo en el noroeste de Neuquén es conocida desde la primera mitad del siglo (Groeber, 1923; Herrero Ducloux, 1943). Sobre las características oleogénicas del Grupo Mendoza y el hábitat petrolero en la faja plegada de la Cuenca Neuquina, se han realizado diversos trabajos como Speziale e Ivorra (1979), Del Vó y Pando (1987), Uliana y Legarreta (1993) y Gulisano et al. (1996) entre otros. A partir de 1990 en el marco del Plan Houston, el consorcio Bridas-Sipetrol inició la exploración de hidrocarburos en el Area CNQ-4 Río Barrancas. Vinculados a trabajos geológicos de superficie, se realizaron análisis geoquímicos de muestras de afloramientos de potenciales rocas generadoras y de petróleos, a lo que se sumó el análisis de cuttings y muestras de petróleo y gas del pozo BS.Nq.ChE.x-1 (Chapúa Este), perforado durante 1995. El área de estudio se ubica en el sur de la región morfoestructural conocida como Fosa de Chos Malal (Ramos, 1978).

El presente trabajo define: a) las características geoquímicas del Gr. Men-

doza en el área de estudio; b) su madurez térmica; c) la correlación gas/petróleo - roca madre y d) la existencia de, al menos, dos sistemas petroleros en el Gr. Mendoza.

MARCO GEOLOGICO

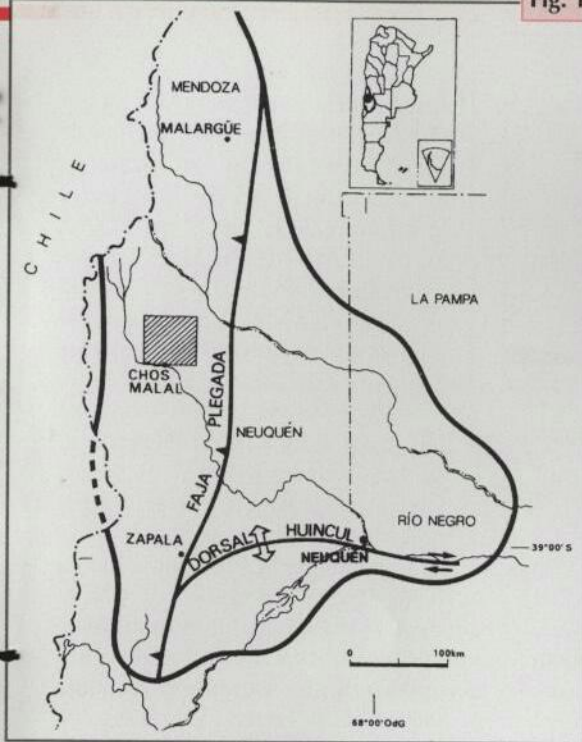
El área de estudio (Fig. 1) se encuentra ubicada en la faja corrida y plegada de la Cuenca Neuquina, en el NO de la provincia del Neuquén, donde se acumularon más de 4.500 m de sedimentos durante el Jurásico y el Cretácico (Fig. 2). El Gr. Mendoza (Titoniano-Barremiano) presenta en el sector un espesor aproximado de 2.200 m. Sobre las características estratigráficas de la sección sedimentaria de esta porción de la cuenca, existe una profusa bibliografía que puede ser consultada al respecto. En este trabajo se ha seguido el modelo propuesto por Legarreta y Gulisano (1989).

La Fosa de Chos Malal está comprendida entre dos grandes estructuras de basamento, el Anticlinal de Cordillera del Viento al oeste y el Macizo del Tromen (Braccacini, 1970) hacia el este. Estas dos estructuras fueron levantadas por corrimientos profundos de vergencia oriental, que al afectar la cober-

tura sedimentaria originan una serie de anticlinales y fallas de segundo orden desacoplados del basamento y con marcado arrumbamiento meridiano (Kozłowski, Cruz y Sylwan, este congreso).

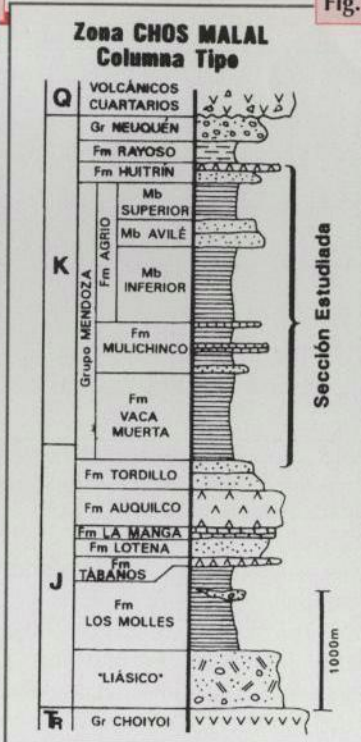
La zona de estudio presenta dos ejes estructurales dominantes (Fig. 3), el Anticlinal de Las Máquinas y el Sinclinal de Chapúa-Momotronco (Kozłowski et al., op. cit.). El Anticlinal de Las Máquinas expone en su núcleo los términos medios de la Fm. Vaca Muerta, presentando en sus flancos estructuras menores desarrolladas en términos de la Fm. Agrio. El Sinclinal de Chapúa-Momotronco alcanza a la sección inferior del Grupo Neuquén, cuyo espesor no supera los 250 m en el eje de la estructura. Hacia el este del sinclinal mencionado, se exponen términos de Gr. Mendoza fallados y plegados en una pendiente que conforma el flanco occidental del Macizo del Tromen o Anticlinal de Las Yeseras-Pampa Tril. De acuerdo con la bibliografía (Herrero Ducloux, 1943) y levantamientos geológicos propios, existen numerosos afloramientos de petróleo en la región, como los del Ayo. del Salto, Ayo. Blanco y Ayo. Cajón Grande.

Fig. 1



Mapa de ubicación

Fig. 2



Perfil columnar tipo

métodos aplicados fueron cromatografía de gases, cromatografía de gases-espectrometría de masas (análisis de biomarcadores) y composición de los isótopos estables del carbono en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos. Adicionalmente la correlación petróleo-petróleo fue complementada por análisis cromatográficos de ultradetalle de la fracción C₇. Para tipificación y correlación de gases se efectuaron determinaciones isotópicas de carbono en metano, etano y propano y de hidrógeno en metano, además del análisis composicional.

SISTEMAS PETROLEROS

Un sistema petrolero, en el sentido de Magoon & Dow (1994), abarca un volumen de roca generadora y todo el petróleo y/o gas relacionado, incluyendo la totalidad de los elementos y procesos geológicos esenciales para que exista una acumulación de hidrocarburos. Esa roca madre puede estar actualmente activa, inactiva o agotada. Los elementos esenciales comprenden la roca madre, el reservorio, el sello y la sobrecarga, mientras que los procesos involucrados son la formación de la trampa y la generación, migración y acumu-

MATERIAL ESTUDIADO Y MÉTODOS GEOQUÍMICOS

Los análisis geoquímicos se realizaron sobre muestras de superficie, de *cuttings* del pozo Chapúa Este x-1, de petróleo del manadero del Ayo. Blanco y de petróleo, condensado y gas del pozo mencionado. Las muestras de superficie de la Fm. Vaca Muerta se obtuvieron de los flancos orientales de las estructuras de Cordillera del Viento y Macizo del Tromen y las de la Fm. Agrio de los repliegues ubicados en el flanco oriental del Anticlinal de Las Máquinas. Las muestras de *cutting* del pozo Chapúa Este x-1 corresponden a profundidades entre 550 y 2.170 mbbp, asignables a las formaciones Agrio y Mulichinco y tope de la Fm. Vaca Muerta, que fueron seleccionadas cada 20 a 60 m de acuerdo con su litología. Las muestras de petróleo, condensado y gas se recuperaron del Mb. Avilé, base del Mb. Inferior (Fm. Agrio) y Fm. Mulichinco. El manadero del Ayo Blanco se ubica en areniscas fracturadas del Mb. Avilé, cerca del contacto con el Mb. Inferior, en el flanco occidental de un anticlinal de limbos subverticales.

En cada una de las muestras de roca se determinó el contenido orgánico, haciéndose pirólisis sobre aquellas que arrojaron valores mayores de 0,5% de COT (carbono orgánico total). A partir

de estos resultados se seleccionaron muestras para microscopía del kerógeno. Para la correlación roca madre-petróleo se estudiaron extractos de niveles seleccionados de las distintas unidades, comparándose los posteriormente con las muestras de fluido disponible. Los

Mapa geológico Zona Chos Malal con ubicación de muestras y manaderos de petróleo

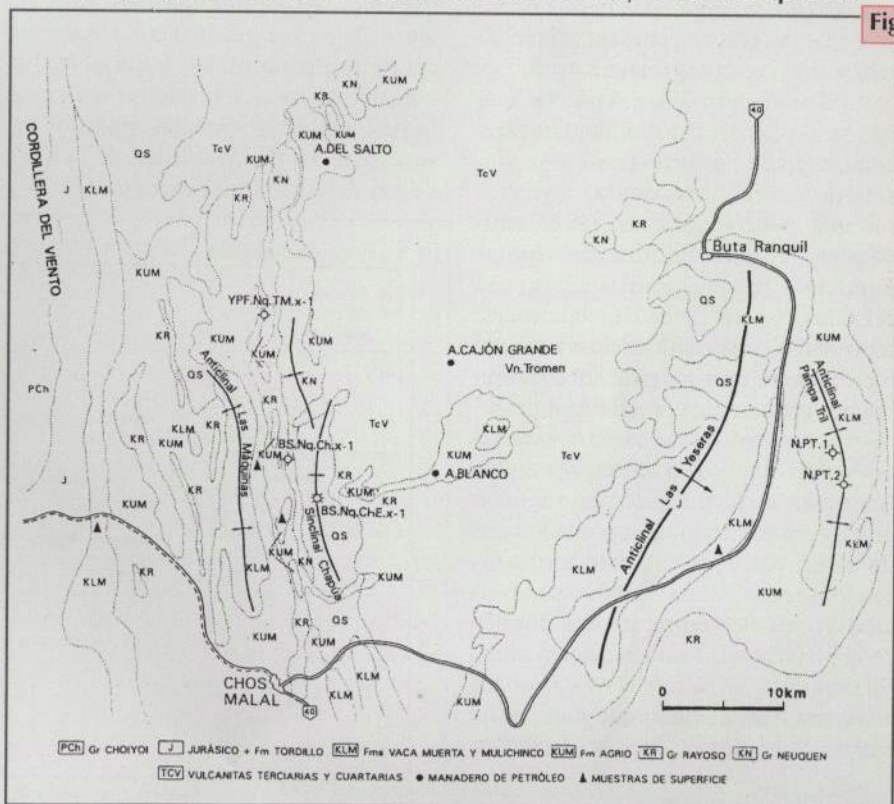
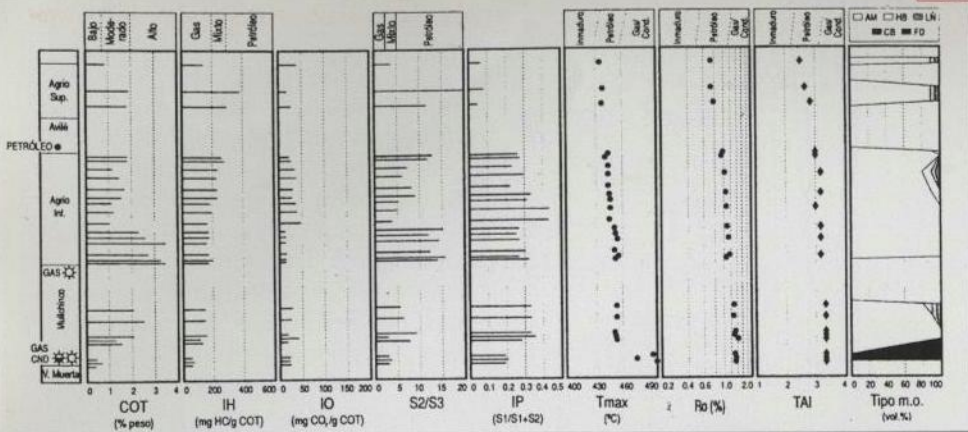


Fig. 3



Perfiles geoquímicos del pozo Bs.Nq.ChE.x-1.: COT: Carbono orgánico total; IH, IO, S2/S3, IP y Tmax: parámetros Rock-Eval típicos; Ro: reflectancia de la vitrinita; TAI: Índice de Alteración Térmica; m.o.: materia orgánica; AM: amorfa; HB: herbácea; LN: leñosa; CB: carbonosa; FD: finamente dividida.

lación de hidrocarburos.

El sistema petrolero Vaca Muerta-Tordillo/Sierras Blancas, de probada eficiencia en el ámbito de la Cuenca Neuquina (Villar et al., 1993; Urien y Zambrano, 1994), no será considerado por no contar con información suficiente y estar fuera del alcance de este trabajo.

La presencia del petróleo, condensado y gas en distintas unidades del pozo Chapúa Este x-1, ubicado en el flanco occidental de la Faja Plegada de Chos Malal (Kozlowski et al., este congreso), induce a creer en la existencia de más de un sistema petrolero en esta zona.

Roca Generadora

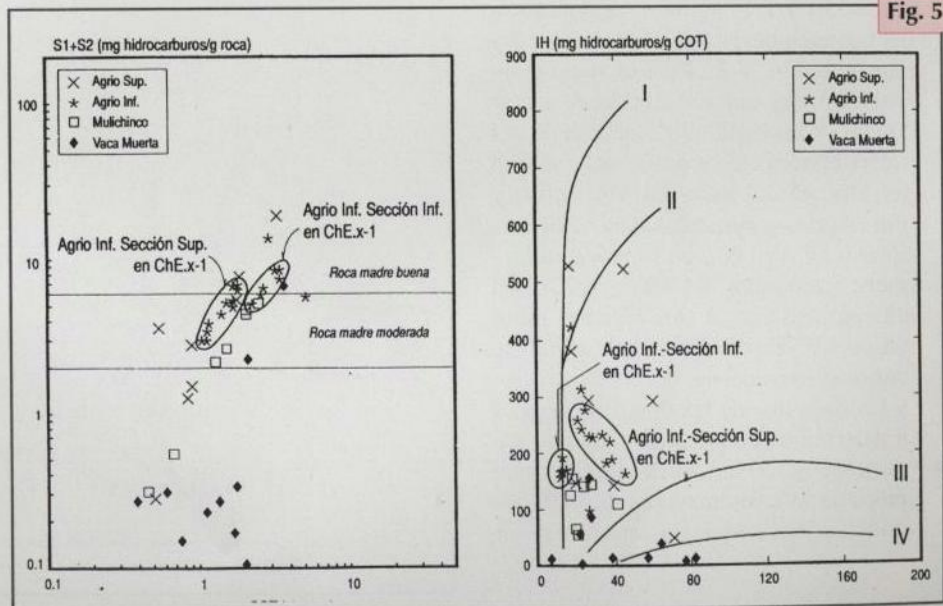
Dentro del Gr. Mendoza se pueden reconocer en la zona de estudio, cuatro unidades estratigráficas con capacidad de generar hidrocarburos (Figuras 4 y 5).

La **Formación Vaca Muerta**, con 700 m de espesor aproximadamente, está integrada por una sucesión monótona de pelitas gris oscuras y negras con una característica sección bituminosa en su tramo inferior. Son lutitas papiráceas y masivas, que intercalan con delgados bancos de calizas micríticas, depositadas en un ambiente anóxico, de cuenca interior a plataforma externa. Hacia su parte superior irrumpen delgados bancos lenticulares de areniscas finas y muy finas, de base erosiva, masivos o con estructuras de alto régimen de flujo, posiblemente depositados por flujos gravitacionales debidos a cambios eustáticos o a un aumento en el suministro clástico en posiciones distales de la plataforma. También suelen intercalar en esta sección bancos de calizas arcillosas, esqueléticas, que junto a los bancos delgados de areniscas pueden

ser asignados a la Fm. Quintuco. Los análisis geoquímicos de la Fm. Vaca Muerta fueron realizados sobre muestras de superficie y del pozo Chapúa Este x-1, obtenidas estas últimas sólo del tope de la formación. Los valores de COT en las muestras de superficie oscilan entre 0,76 y 3,72% mientras que en el pozo no superan 0,68%, posiblemente debido a que la facies atravesada sea asimilable a la Fm. Quintuco. Los valores de IH (índice de hidrógeno) y de IO (índice de oxígeno) en el pozo promedian 60 mgHC/gCOT y 20 mgCO₂/gCOT respectivamente, mientras que en las muestras de superficie estos valores oscilan entre 8 y 155 mgHC/gCOT y 26 y 82 mgCO₂/gCOT respectivamente. El kerógeno es de tipo II, amorfo, de origen marino-algal con aporte terrígeno escaso y variable. La madurez térmica varía de acuerdo con la posición geográfica; las muestras de superficie del flanco oriental de la Cordillera del Viento tienen valores de Ro

(reflectancia de vitrinita) no menores de 1,50%, mientras que las de Las Yeseras-Pampa Tril tienen un Ro promedio de 1,08%. En el pozo, la madurez de la Fm. Vaca Muerta alcanza 1,34% de Ro. Estos valores de madurez indican que esta unidad se ubica dentro del rango de generación tardía de petróleo-gas húmedo. El análisis de biomarcadores de la Fm. Vaca Muerta se hizo sobre una muestra de Las Yeseras-Pampa Tril, de una madurez térmica comparativamente baja para los niveles generales de esta unidad en el área.

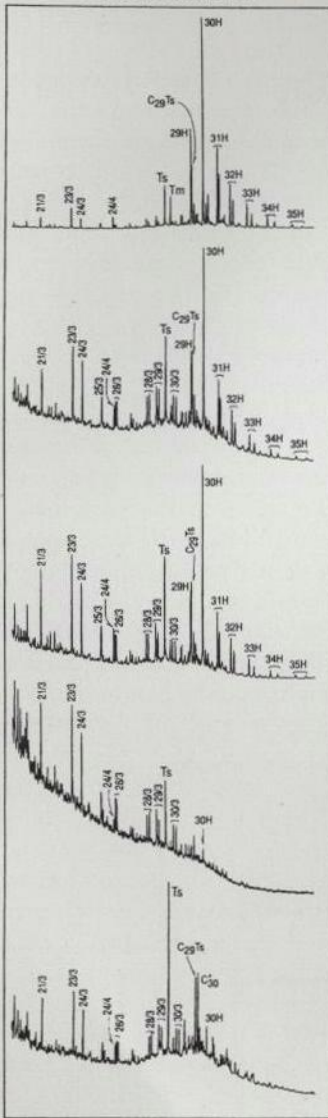
La **Formación Mulichinco** tiene en la zona de trabajo un espesor de 400 m, que se pueden subdividir en una mitad inferior y otra superior. La mitad inferior presenta una sucesión dominante de lutitas color gris y gris medio, en partes oscuras, que intercalan con pelitas verde grisáceas masivas, con la presencia de un banco de caliza arcillosa en la parte alta de esta mitad inferior, asignable a la Lengua Superior de la Formación Chachao (Legarreta y Kozlowski, 1981). En el tramo inferior de esta sección se presentan bancos de areniscas muy finas que intercalan con pelitas grises en un contacto transicional con la Fm. Vaca Muerta. La mitad superior está integrada por una sucesión de pelitas verdes finamente estratificadas, limolitas grises y lutitas gris medio subordinadas, masivas, intercalando muy delgados bancos de calizas arcillosas, depositados en un ambiente de plataforma externa. Los análisis geoquímicos realizados de la mitad inferior de la



Caracterización de rocas generadoras a partir de su contenido orgánico y parámetro Rock-Eval en el pozo ChE.x-1 en afloramientos del área de estudio.

TERPANOS M/Z 191

ESTERANOS M/Z 217



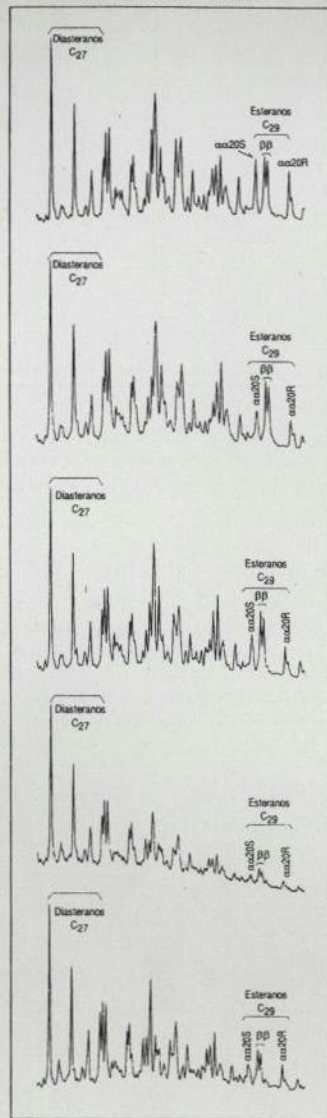
BS.Nq.ChE.x-1
Extracto
Agrio Sup.

BS.Nq.ChE.x-1
Petróleo
Avilé

BS.Nq.ChE.x-1
Extracto
Agrio Inf.
Sección Sup.

BS.Nq.ChE.x-1
Extracto
Agrio Inf.
Sección Inf.

Afloramiento
Las Yeseras
Pampa Tril
Extracto
Vaca Muerta



tactos netos, intercalando con bancos de arcilitas verde grisáceas, masivas, con restos fósiles y carbonosos y moderada compactación. Estos bancos han sido depositados por procesos de flujos gravitacionales en un ambiente de plataforma distal. Los ensayos dieron como resultado un petróleo maduro no degradado, de 55,8° API, originado en una roca madre lutítica, con kerógeno tipo II, que contiene predominantemente material bacteri-algal y terrígeno subordinado, depositado en un ambiente moderadamente reductor. Posiblemente este condensado haya sufrido un leve fraccionamiento evaporativo en el reservorio. El gas obtenido de estos niveles de acuerdo a su composición molecular e isotópica es de origen térmico genéticamente asociado a condensado (Fig. 6). La mejor estimación de madurez térmica según diversos parámetros, ubica a este gas en el estadio de generación tardía de petróleo.

Otro intervalo que aportó hidrocarburos dentro de la Fm. Mulichinco puede asignarse a la Lengua Superior de la Fm. Chachao (Legarreta y Kozlowski, 1981). Está representada por una sección de unos 20 m de espesor, integrada predominantemente por bancos de caliza masiva, cristalina, escasamente arcillosa, en partes con abundantes restos fragmentarios de valvas. Los bancos son tabulares y parecieran tener un contacto basal transicional e intercalan con limoarcilitas gris verdoso y gris claro a medio, habiendo sido depositado este conjunto en un ambiente de plataforma externa con moderada acción de olas. El gas obtenido es húmedo pero con una composición isotópica indicadora de una madurez extremadamente alta y posible origen húmido.

El último intervalo portador de hidrocarburos en la parte inferior del pozo es compartido por la Fm. Mulichinco y por el Mb. Inferior (Fm. Agrio). Se lo ha denominado informalmente "Margas Superiores" y está integrado por una sucesión de arcilitas calcáreas gris medio, en partes oscuras, masivas y de fracturas irregular, que intercalan con delgados bancos de caliza arcillosa blanquecina, masiva, escasamente cristalina, depositados en un ambiente de plataforma externa. El gas recuperado de este intervalo es un gas húmedo, ter-

Fragmentogramas de terpanos y esteranos de extractos y petróleo, mostrando la buena correlación entre Sección Superior Agrio Inferior y el petróleo de Avilé. Los terpanos tricíclicos y los $\alpha\beta$ -hopanos de ij átomos de carbono se identifican con ij/3 e ijH, respectivamente; 24/4: terpano tetracíclico C24; C*30:17 α (H)-diahopano.

tope. En los 50 m inferiores de esta unidad se presentan bancos masivos de hasta 3 m de espesor de areniscas finas a medianas, de base erosiva, posiblemente depositados por flujos gravitativos. El Mb. Superior presenta valores de COT moderados a regulares (0,84 a 1,87% con valores extremos de 3,34% en afloramiento). Se trata de materia orgánica predominantemente amorfa, sapropélica, de origen algal con influencia terrestre menor, con un IH entre 142 y 530 mgHC/gCOT y con un IO promedio de 27 mgCO₂/gCOT. Los niveles de madurez son del orden de 0,6-0,8% de Ro.

Reservorios

Dentro de la sección estratigráfica

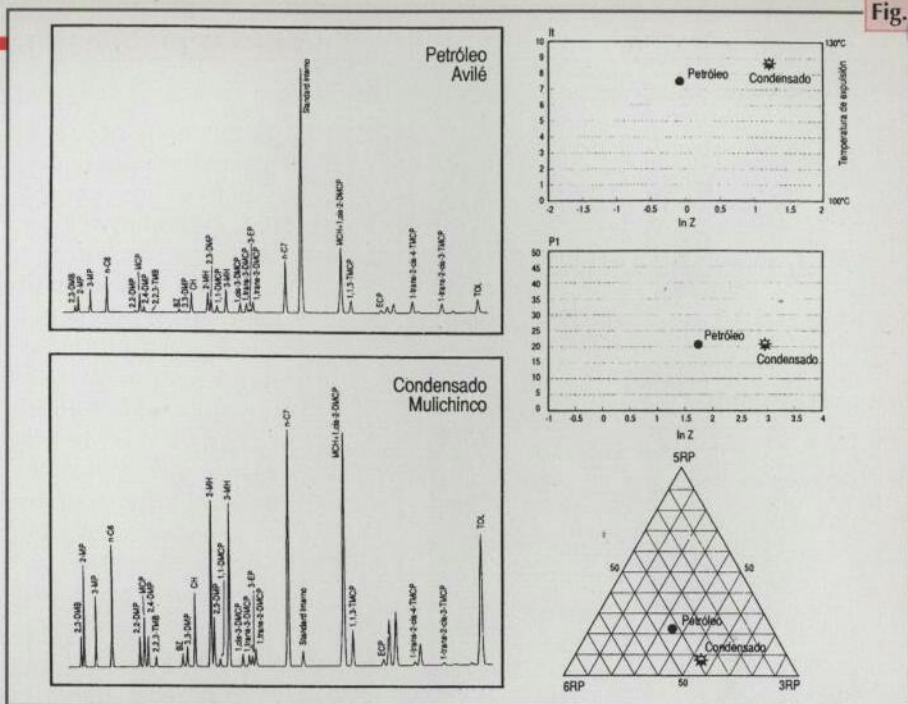
analizada en la zona de estudio la Fm. Mulichinco y el Mb. Avilé han probado la presencia de hidrocarburos. Existen otros niveles con características de reservorio vinculados a los sistemas petroleros del Grupo Mendoza, como los miembros Chorreado y Troncoso Inferior, que serán tratados de manera so-mera en este trabajo.

La **Formación Mulichinco** tiene tres intervalos que han aportado hidrocarburos. En la sección inferior, denominadas informalmente "Areniscas Inferiores", se presentan niveles de areniscas muy finas, gris verdosas, de clastos subredondeados, buena selección y matriz arcillosa con escaso cemento carbonático. Los bancos tienen entre 6 y 10 m de espesor y con-

mogénico, originado en una roca madre con kerógeno tipo II. Comparativamente es menos húmedo que el gas extraído de las Areniscas Inferiores (Fig. 6). Su composición molecular e isotópica sugiere que genéticamente es un gas no asociado, con una madurez térmica que lo ubica, al igual que el de las Areniscas Inferiores, dentro del rango de generación tardía de petróleo.

El **Miembro Avilé** de la Fm. Agrio es la otra unidad que tiene comportamiento de reservorio dentro de los sistemas petroleros que se analizan. Está integrado por una sucesión de 180 m aproximadamente de areniscas finas a medianas, gruesas hacia la base, gris y gris blanquecinas, subredondeadas y con moderada selección. En general conforma una sucesión grano y estratodecreciente, siendo más frecuentes hacia la parte superior de la sección la intercalación de bancos tabulares de vaques y limoarcilitas gris verdosas, masivas o con pequeñas estructuras de tracción-decantación. Los bancos de areniscas son lenticulares y se presentan amalgamados, con entrecruzamiento festoneado y estructuras de alto régimen de flujo, infiriéndose un ambiente sedimentario fluvial de cauces entrelazados efímeros. El petróleo alojado en estos niveles tiene una gravedad API de 34.0°, es térmicamente maduro no degradado, originado en una roca lutífica con kerógeno tipo II, conteniendo predominantemente materia orgánica mixta, depositada bajo condiciones moderadamente reductoras.

Los miembros Chorreado y Troncoso Inferior de la Fm. Huitrín tienen características de reservorio y se comportan como tal en yacimientos cercanos al área de estudio, pero acá no han probado ser portadores de hidrocarburos. El Mb. Chorreado está compuesto por calizas arcillosas de color gris claro, en partes dolomitizadas, que intercalan con limoarcilitas verdosas. El Mb. Troncoso Inferior son areniscas finas y medianas, con entrecruzamientos en artesa y estructuras de alto régimen de flujo que intercalan con muy delgados bancos de limoarcilitas rojas y verdes, depositadas en un ambiente fluvial efímero. Tiene valores de porosidad del orden del 20-21%.



Cromatogramas C_7 del petróleo de Avilé y condensado de Mulichinco mostrando débil correlación y sugiriendo distintos orígenes. Los diagramas anexos derivan de los parámetros de correlación C_7 , adaptados de Mango (1994); la temperatura del gráfico It versus $\ln Z$ es considerada la temperatura de expulsión de la roca madre.

Sello

Son varios los niveles que tienen comportamiento de sello dentro de la sección sedimentaria que se está tratando. Las potentes secciones de limoarcilitas que intercalan con los niveles reservorio de la Fm. Mulichinco pueden comportarse como sello, sumándose los 600 m de espesor de lutitas y margas del Mb. Inferior (Fm. Agrio).

El Mb. Superior (Fm. Agrio), con 280 m de margas y limoarcilitas, se comporta como sello para el Mb. Avilé, agregándose también un banco de extensión regional compuesto por evaporitas del Mb. Troncoso Superior y las limoarcilitas rojas intercalando con niveles de evaporitas de la Fm. Rayoso.

Sobrecarga

Está integrada por los sedimentos correspondientes a los grupos Rayoso, Neuquén y Malargüe. De acuerdo a lo extrapolado de perfiles medidos en la zona de Huantraico y a lo largo del Río Barrancas, estas unidades habrían depositado un espesor cercano a los 1.600 m, de los cuales se han erosionado aproximadamente 1.000 m durante el Terciario. Estos depósitos corresponden a la etapa final de la subsidencia termal generalizada de la cuenca (Legarreta y Uliana, 1991) y fueron depositados en ambiente continental con algunas intercalaciones marinas en el Gr. Malargüe,

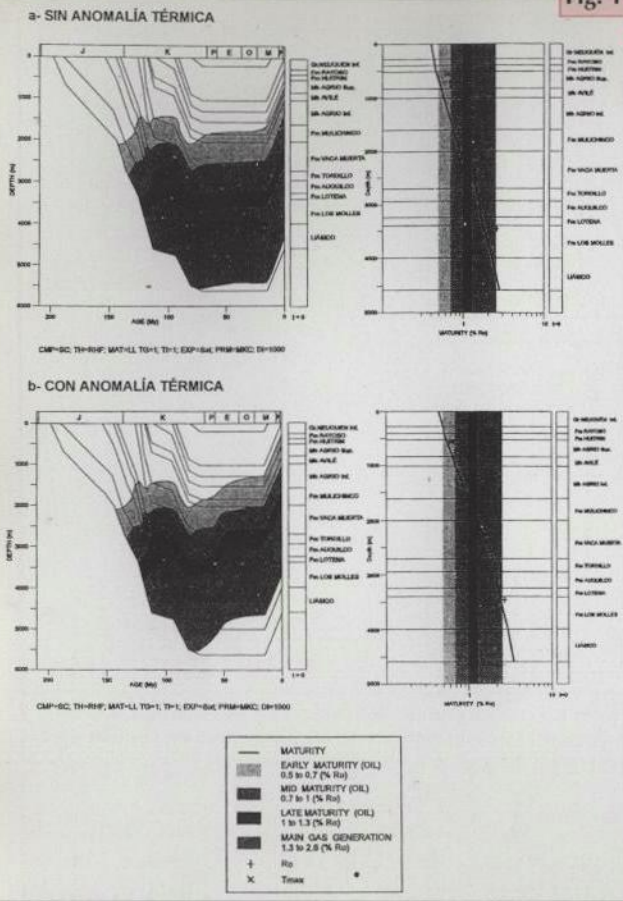
aún en posiciones internas de la Cordillera (Cruz et al., 1990). No se considera que esta sobrecarga hubiera sido incrementada por sedimentos producto de la Orogenia Andina, ya que no existen evidencias de su depositación en este sector de la Cuenca (Kozłowski et al., este congreso).

Para la Fm. Vaca Muerta debe considerarse adicionalmente la sobrecarga de 1.500 m de espesor de las formaciones Mulichinco y Agrio.

Trampa

Son de tipo estructural y corresponden a pliegues anticlinales de rampa en el caso del Mb. Avilé como reservorio, mientras que para la Fm. Mulichinco pueden ser pliegues relacionados a despegues (*lift-off folds*). Debido a la existencia de un importante nivel de disarmonía estructural en el sector medio del Mb. Inferior (Fm. Agrio), casi coincidente con la zona de diferenciación geoquímica, los dos tipos diferentes de anticlinales pueden coexistir en un mismo tren estructural en diferentes niveles estratigráficos.

La edad de formación de estas trampas estructurales puede ubicarse entre el Eoceno Superior y el Mioceno Medio. Este lapso puede determinarse por las dataciones radimétricas de los cuerpos lacolíticos intrusivos y sus filones capa asociados, presentes en Caicayén, Colli-



posiblemente por rocas generadoras diferentes, siendo el condensado más maduro que el petróleo. La madurez térmica del condensado estimada a partir del compromiso de todas las evidencias geoquímicas se ubica en el rango de 1% de Ro equivalente o levemente mayor. La composición de los isótopos estables de carbono también sugiere una correlación débil entre el petróleo y el condensado.

El petróleo del Mb. Avilé correlaciona parcialmente por biomarcadores con el petróleo biodegradado del manadero del Ayo. Blanco (Fig. 3), debido a la alteración de los biomarcadores en este último. Sin embargo, conside-

(Fm. Agrio) tiene una muy buena correlación con el petróleo extraído del Mb. Avilé, tanto por biomarcadores y cromatografía como por los isótopos estables de carbono. Además, las muestras de superficie de la mitad superior del Mb. Inferior del flanco oriental del Anticlinal de las Máquinas compara razonablemente bien con estos extracto y petróleo, mostrando diferencias menores dentro de los límites de variación en una misma roca madre. Todos estos datos sugieren firmemente que el petróleo del Mb. Avilé y aquel del manadero del Ayo. Blanco han sido generados por la Sección Superior del Mb. Inferior (Fm. Agrio).

El extracto de la muestra de la Sección Inferior del Mb. Inferior (Fm. Agrio) es difícil de comparar, debido a su madurez relativamente elevada y baja concentración de biomarcadores. Por un lado, sobre la base de la impronta de baja resolución de terpanos y esteranos puede, globalmente, ser considerado una versión madura del extracto de la Sección Superior. Pero, por otro lado, la distribución de la cromatografía de gases y la madurez térmica favorecen una relación genética entre este extracto y el condensado de las "Areniscas Inferiores" de la Fm. Mulichinco.

Los biomarcadores del extracto de la muestra de superficie del tope de la Fm. Vaca Muerta de Las Yeseras-Pampa Tril, de madurez relativamente alta, correlacionan bien con aquellos del extracto de la muestra de la Sección Inferior del Mb. Inferior (Fm. Agrio), de madurez comparable. Esto confirma la

rando sólo la distribución de los terpanos tricíclicos, el único grupo de biomarcadores no alterados en el *seep oil*, hay una buena correlación entre ambos petróleos. Los datos de los isótopos de carbono de las fracciones de aromáticos y saturados refuerzan esta correlación y sugieren que ambos petróleos están genéticamente relacionados.

El extracto de la muestra de roca de la Sección Superior del Mb. Inferior

Modelos tiempo-temperatura comparativos. a: sin anomalía térmica. b: con anomalía térmica.

pilli, Co. Mayal y Co. Negro de Tricao Malal que oscilan entre 49 y 40 m.a. (Linares y González, 1990). El límite superior se infiere por la presencia de depósitos de la Fm. Tristeza prácticamente sin plegar poco al norte de la zona de estudio. La Fm. Tristeza ha sido asignada al Mioceno Medio (Yrigoyen, 1993).

CORRELACION DE ROCAS GENERADORAS Y PETROLEOS

Los análisis cromatográficos, isotópicos y de biomarcadores sobre los fluidos aportados por el pozo y los extractos de las muestras de rocas tanto de superficie como del pozo (Figura 7 y 8), han permitido realizar correlaciones geoquímicas y así definir la existencia de, por lo menos, dos sistemas petroleros en la sección estudiada.

El petróleo extraído del Mb. Avilé y el condensado aportado por las "Areniscas Inferiores" son petróleos maduros no degradados. La ausencia de biomarcadores en los saturados de la muestra de condensado imposibilitó una correlación mediante esteranos y terpanos. Sin embargo la cromatografía de ultradetalle de C₇ (Fig. 9) indica que el petróleo y el condensado fueron originados muy

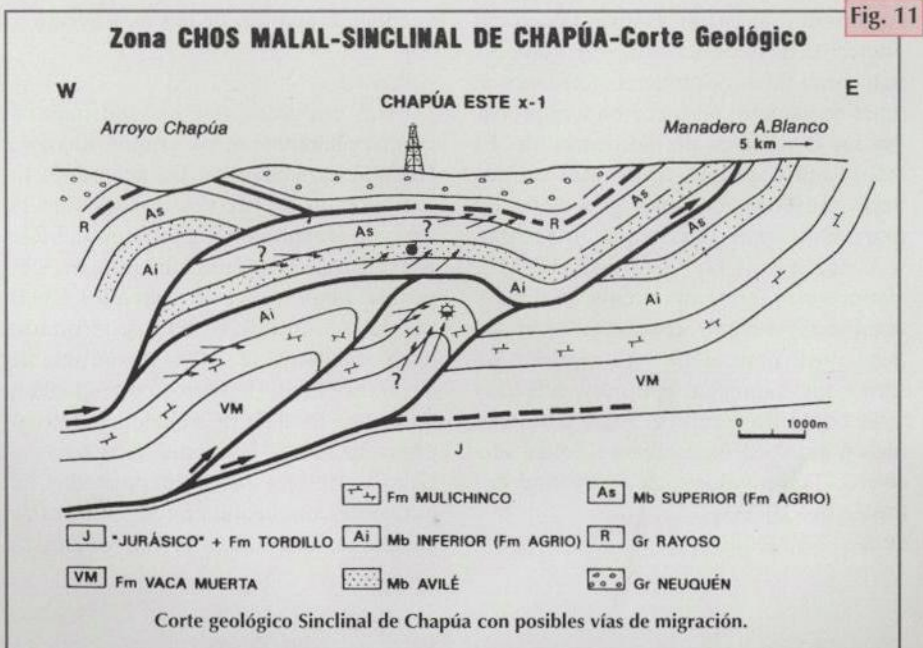
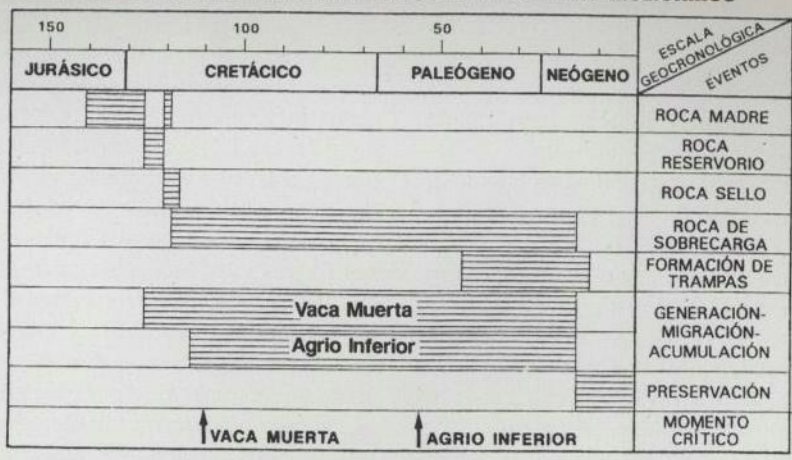
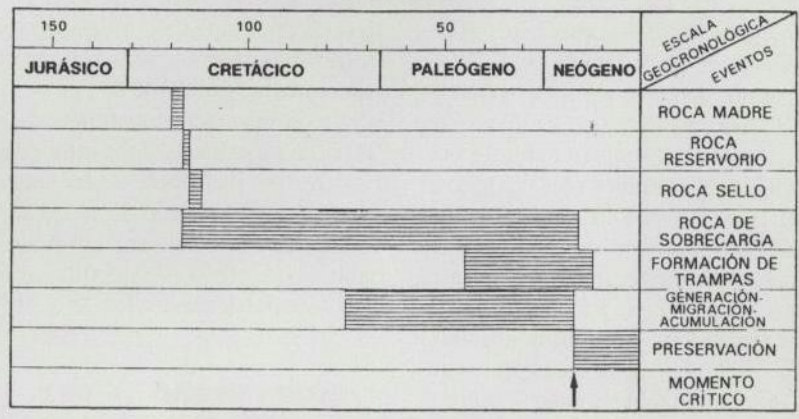


Fig. 11

A-Sección Inferior AGRIO INFERIOR/¿VACA MUERTA?-MULICHINCO



B-Sección Superior AGRIO INFERIOR-AVILÉ



Cuadros de los sistemas petroleros en la zona de Chos Malal. A: Sección Inferior Agrio Inferior/¿Vaca Muerta?-Mulichinco. B: Sección Superior Agrio Inferior-Avilé.

fuerte similitud existente entre los biomarcadores de la Fm. Vaca Muerta y el Mb. Inferior, un problema característico en la Cuenca Neuquina, realizado en este caso particular por el efecto de la madurez. Por otro lado, la composición isotópica del extracto de la Fm. Vaca Muerta es similar a la del condensado de las Areniscas Inferiores. Sobre esta base, no se puede excluir totalmente a la Fm. Vaca Muerta como roca madre del condensado de las "Areniscas Inferiores", que tiene, según la cromatografía de gases C₇, una roca generadora diferente al petróleo del Mb. Avilé. Considerando toda la información disponible, se concluye que no está claramente definida cuál es la roca madre del condensado de las "Areniscas Inferiores", pudiendo ser atribuida tentativamente, tanto a la Sección Inferior del Mb. Inferior (Fm. Agrio) del pozo Chapúa Este x-1 como a niveles análogos a los expuestos de la Fm. Vaca Muerta en Anticlinal de Las Yeseras-Pampa Tril.

SOTERRAMIENTO Y ANALISIS DE LA MADUREZ TÉRMICA

La reconstrucción de una curva de soterramiento condujo a la elaboración de modelos tiempo-temperatura para la zona de estudio, que permitió analizar la evolución de la madurez de las rocas generadoras.

La curva de soterramiento se construyó con las edades de las formaciones y de las distintas etapas de subsidencia propuestas por Legarreta y Gulisano (1989), Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1994) y Legarreta y Uliana (1991). Los valores de flujo calórico para las etapas de subsidencia tectónica y termal surgen del programa BasinMod 5.0 de Platte River & Associates, concluyendo en un valor para el presente obtenido de un promedio de temperaturas de fondo de pozo de perforaciones exploratorias de la faja plegada.

Los datos de los análisis de madurez térmica de las rocas generadoras de la zona de Chos Malal fueron utilizados para ajustar la curva de tiempo-temperatura. Los resultados de Tmax de pirólisis y %Ro presentan un gradiente de madurez coherente, existiendo concordancia entre los valores aportados por las muestras del pozo Chapúa Este x-1 y por las de superficie. Las muestras de la zona

del Anticlinal Las Yeseras-Pampa Tril presentan en las formaciones Vaca Muerta y Agrio rangos de madurez sensiblemente menores a pesar de existir un espesor sedimentario equivalente.

La historia de soterramiento reconstruida con la información geológica disponible (Fig. 10a) tiene una curva teórica que sugiere una madurez levemente inferior a la surgida de los valores de Tmax, %Ro y AFTA (análisis de traza de fisión de apatitas) medidos. De la misma manera, en el modelado se puede ver que la parte superior de la Fm. Vaca Muerta entra en generación tardía de petróleo a los 68 m.a. y se mantiene así hasta la actualidad, mientras que la Sección Inferior del Mb. Inferior (Fm. Agrio) se encuentra en ventana de petróleo desde los 80 m.a., cuando se empieza a depositar el Gr. Malargüe, manteniéndose con esas características hasta la actualidad. La Sección Superior del Mb. Inferior y el Mb. Superior se encontrarían comprendidos dentro del rango de generación temprana de petróleo.

Esta situación no es concordante con los fluidos obtenidos por el pozo: gas y condensado en la Fm. Mulichinco y petróleo en el Mb. Avilé.

Considerando los valores de madurez obtenidos y el tipo de hidrocarburos que aportó el pozo, para ajustar el modelado es necesaria la existencia de algún acontecimiento en la historia geológica que provea un mayor aporte calórico, ya sea un mayor soterramiento o un incremento en el flujo calórico o una anomalía térmica en algún momento de su historia.

No existen en la zona de trabajo evidencias de un mayor espesor sedimentario en los niveles asignados al Cretácico Superior, como así tampoco hay registros de depósitos de espesor importante asignables al Terciario Orogénico que pudieran haber originado un mayor soterramiento. Tampoco es posible considerar que ese Cretácico Superior-Terciario Orogénico se hubiera depositado y luego erosionado, ya que para ello tendría que haberse generado la acomodación de más de 2.000 m de sedimentos, seguidos

de levantamiento y erosión, provocando así una historia geológica extremadamente compleja e improbable.

Un mayor flujo calórico no es fácilmente comprobable, ya que existen evidencias de que en la actualidad el gradiente geotérmico se ubica aproximadamente en 31-32°C cada 1.000 m, dentro de los rangos asignados para cuencas de este tipo (Allen y Allen, 1990; Deming, 1994), siendo según Robles (1988) probablemente aún menor.

Una hipótesis razonable que explica los niveles de maduración detectados involucra la existencia de una anomalía térmica durante el Cretácico Superior y buena parte del Terciario (Fig. 10b). Existen numerosas dataciones radimétricas sobre distintos tipos de rocas ígneas (Linares y González, 1990) en esta zona, además del registro sobre el emplazamiento de granitos cretácicos en el sector neuquino de la cordillera que permitirían pensar en la existencia de una anomalía térmica localizada en el tiempo y en el espacio. Considerando un evento de esta naturaleza, el modelo geoquímico ajusta bien con los valores de madurez determinados sobre el kerógeno en concordancia con los datos de temperatura a que estuvieron sometidos la Fm. Tordillo y el Mb. Avilé según los datos de AFTA realizados sobre muestras de superficie (Arne y Grist, 1994).

GENERACION DE HIDROCARBUROS

Las evidencias geoquímicas indican que en el área de la Fosa de Chos Malal coexisten al menos dos sistemas petroleros. Uno de ellos involucra hidrocarburos livianos (gases húmedos y condensados) y el otro, petróleo normal de 34° API (Fig. 11).

El primero de los sistemas tiene como reservorio a la Fm. Mulichinco y como muy probable roca generadora a la Sección Inferior del Mb. Inferior (Fm. Agrio), no pudiendo descartarse una co-generación de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 12). La base del Mb. Inferior entra en ventana de generación de petróleo aproximadamente a los 114 m.a., estando ubicado el momento de máxima generación y expulsión entre los 65 y 55 m.a. aproximadamente, mientras que comienza a generar petró-

leos livianos, gases húmedos y condensados luego de los 50 m.a. La formación de las trampas estructurales, al menos al E del Anticlinal de las Máquinas, tuvo lugar luego de los 45 m.a., ya que los grandes cuerpos intrusivos y sus filones capa asociados están plegados y presentan edades mayores (Linares y González, 1990). En el caso de la Fm. Vaca Muerta, su parte inferior ingresa en la ventana de petróleo en 126 m.a. aproximadamente, comenzando a generar petróleos livianos, gases húmedos y condensado en 110 m.a. El tiempo de preservación comienza a partir de los 15 m.a., cuando cesa la deformación (Kozłowski et al., este congreso).

El otro sistema petrolero tiene como reservorio al Mb. Avilé de la Fm. Agrio y la roca generadora comprobada es la Sección Superior del Mb. Inferior de la Fm. Agrio. Esta roca madre entró en ventana de generación de petróleo a los 75 m.a. aproximadamente, estando ubicado su momento de máxima generación y expulsión entre los 45 y 40 m.a.

En relación a la edad de formación de las trampas y el tiempo de preservación, se puede considerar equivalente al sistema petrolero anterior. Aunque poco probable, no debe descartarse la participación del Mb. Superior (Fm. Agrio) como roca generadora.

El conjunto de datos disponibles actualmente impide definir con exactitud en ambos casos el *pod* de roca generadora activa, aunque la magnitud de la extensión areal de la roca madre en ventana de generación y demás elementos del sistema petrolero, sugieren una importante área de drenaje.

Un tercer sistema petrolero, Agrio Superior-Troncoso Inferior(?), debe ser considerado al menos de manera hipotética, ya que existe volumen y calidad de roca generadora y condiciones de reservorio apropiadas. El rango de madurez térmica de la roca madre indica que no habría generado una cantidad importante de hidrocarburos, mientras que el sello no sería suficientemente efectivo en la actualidad.

CONCLUSIONES

1. Dentro del Grupo Mendoza, cuatro unidades estratigráficas tienen características de buena a muy buena roca generadora: las formaciones Vaca Muerta y Mulichinco y los miembros Inferior y Superior de la Fm. Agrio.
2. Sobre la base de datos geoquímicos, dentro del Mb. Inferior de la Fm. Agrio se han diferenciado dos facies orgánicas: una Sección Inferior y otra Sección Superior.
3. Los análisis de madurez térmica ubican a las rocas generadoras dentro de los siguientes rangos: Formación Vaca Muerta: generación de condensado/gas húmedo; Formación Mulichinco: generación tardía de petróleo en transición a condensado/gas húmedo; Sección Inferior del Miembro Inferior: generación tardía de petróleo. Sección Superior del Miembro Inferior: pico de generación de petróleo. Miembro Superior: ingresando a pico de generación de petróleo.
4. Dos unidades tienen comportamiento de reservorio dentro de la Sección estudiada: la Fm. Mulichinco que produjo gas y condensado y el Mb. Avilé, que aportó petróleo.
5. El condensado de la Fm. Mulichinco probablemente está relacionado genéticamente con la Sección Inferior del Mb. Inferior de la Fm. Agrio, no pudiéndose descartar la posibilidad de que la Fm. Vaca Muerta participe en su generación.
6. El petróleo del Mb. Avilé tiene muy buena correlación geoquímica con la Sección Superior del Mb. Inferior de la Fm. Agrio y se considera que ha sido efectivamente generado en esta unidad.
7. La madurez térmica modelada a partir de las evidencias geológicas no concuerda con los datos de madurez actual medidos y los hidrocarburos aportados por el pozo. Esto hace suponer la existencia de una anomalía térmica durante el final del Cretácico y buena parte del Terciario, con el consecuente incremento del flujo calórico.
8. Se considera que existen dos sistemas petroleros dentro de la sección analizada en la zona de Chos Malal: Sección Inferior Agrio Inferior/¿Vaca Muerta?-Mulichinco(.) y Sección Superior Agrio Inferior-Avilé(!).
9. Otro sistema petrolero, Agrio Superior-Troncoso Inferior(?), no cuenta con información suficiente como para considerarlo de un nivel mayor de certeza.