

LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE: SINTESIS ESTRUCTURAL, ESTRATIGRAFICA Y GEOQUIMICA

Eduardo G. Figari, Esteban Strelkov, Guillermo Laffitte, María S. Cid de la Paz, Sergio F. Courtade,
Jorge Celaya, Andrés Vottero, Pedro Lafourcade, Ramón Martínez (1) y Héctor J. Villar (2)

(1) YPF S.A., ARGENTINA, (2) Centro de Investigaciones en Recursos Geológicos, CONICET, Buenos Aires.

Abstract

Est. CONGRESOS

The East-West trending Golfo San Jorge basin is the oldest and most prolific oil basin of Argentina. The first commercial oil discovery took place in 1907 and since then close to 2900 million BOE were extracted. Located in the central part of Patagonia Terrane, it is an intracratonic extensional basin. During late Jurassic-early Cretaceous times, the extension related to the Gondwana break-up generated many isolated small half-graben basins, with a NW-SE structural trend. Later, a new extensional-transensional stress field originated a WNW-ESE trending, and reduced extensional deformation continued until the Oligocene. The basin is essentially asymmetric; in the eastern section the dominant extensional faults are on the northern flank with the southern flanks being a less faulted, flexural type margin. In contrast, the western section is asymmetric but its major faults are on the southern flank, being the northern flank a flexural margin. The central section of the San Jorge basin is dominated by NW and NNW trending extensional faults that were reactivated by compression in Tertiary times. The sedimentary record that reaches more than 8 km thick, overlays an igneous metamorphic prejurassic basement and is made up by five megasequences that represent different stages in rifting evolution. Two hydrocarbon source rocks are recognized: one belonging to Megasequence I composed of Neocomian lacustrine dark organic-rich shales that rest on a late Jurassic volcanic complex within isolated depocenters of the western area; another belonging to Megasequence II is the most important, and is composed of a thick and extended lacustrine shaly unit of Barremian-Aptian age well developed in the eastern area. The main reservoirs, made up of Upper Cretaceous braided and meander sandstones, are found within Megasequence II which ends with thick pyroclastic overbank deposits as the regional seal. Megasequence III, composed of Tertiary marine and continental rocks lacking hydrocarbon source beds, has only few reservoirs and mainly acts as overburden rock. The particular distribution of the source rocks conditioned the existence of two main petroleum systems and several minor secondary petroleum systems.

Introducción

La Cuenca del Golfo San Jorge, ubicada en la porción central de la Patagonia (figura 1), es la más antigua y prolífica productora de hidrocarburos de Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares elongada en dirección Este - Oeste, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° Sur y los meridianos 65° y 71° Oeste, cubriendo porciones de las provincias de Chubut y Santa Cruz continuando al Este en la plataforma continental. Sobre una superficie estimada de 180.000 km², la tercera parte se ubica costa afuera. Las concesiones de exploración y explotación cubren un área de 40.530 km² *onshore* y de 18.980 km² *offshore*.

El primer pozo descubridor de hidrocarburos fue perforado en 1907 en las cercanías de Comodoro Rivadavia, y desde esa fecha más de 25.000 sondeos han sido perforados en la cuenca, de los cuales cerca de 1650 son exploratorios *onshore* y sólo 25 *offshore*. La producción acumulada de la cuenca es de 473 MMm³ de petróleo (figura 2) estimándose en 70,3 MMMm³ la producción acumulada de gas. La producción anual de petróleo en 1997 fue de 16,5 MMm³ lo que representa cerca de un 37% del total del país. Del análisis de este gráfico es interesante destacar que aunque la parte más rica de la cuenca (oriental) se encuentra en un estado maduro, la curva de producción acumulada de petróleo no muestra una tendencia a la inflexión, sugiriendo que aún queda un importante potencial remanente por extraer.

Las reservas remanentes probadas más probables representan más de 210 MMm³ de petróleo y 34,7 MMMm³ de gas en niveles que se encuentran entre los 400 m hasta los 3000 m de profundidad aproximadamente y cuya edad va desde el Cretácico Inferior hasta el Paleoceno. El relleno sedimentario de la cuenca supera los 8000 m de espesor en la parte central, alcanzando el sondeo exploratorio más profundo

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE UBICACION GEOTECTONICA

YPF

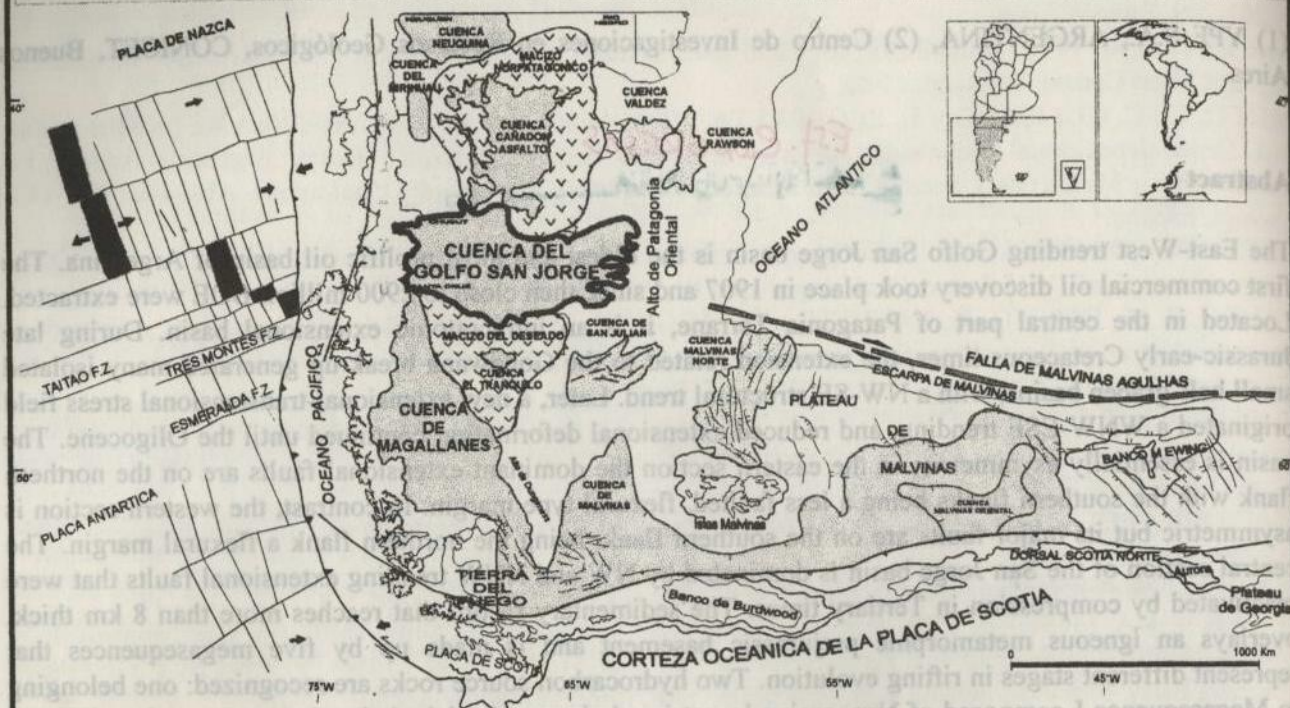


Fig. 1. Modificado de Ramos (1996) y Ramos y Kay (1992)

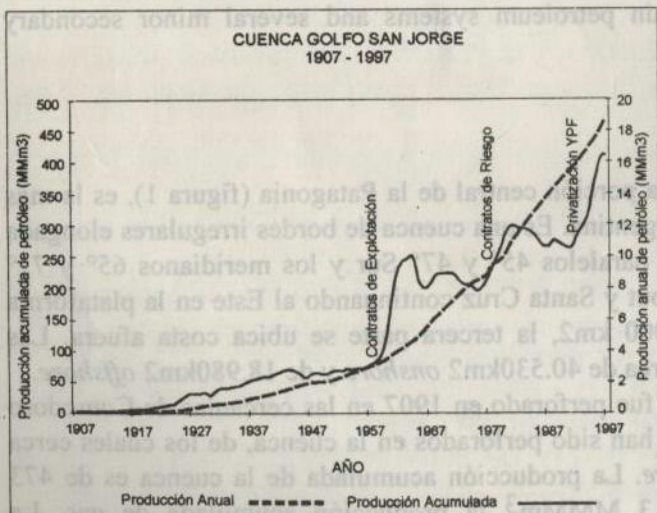


Fig.2 Evolución de la producción de petróleo de la Cuenca Golfo San Jorge.
Influencia de la política petrolera

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE		YPF	
COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA			
UNIDAD ESTRATIGRAFICA	ESPE- SORES	LITOLOGIA Y PALEOAMBIENTE	ESCA- LA MAYOR MENOR
TERCIARIO			
CRETACICO SUPERIOR	Fm.BAJO BARREAL Mb. SUPERIOR =YAC.EL TREBOL =MESETA ESPINOSA	ESTUARINO DELTAICO FLUVIAL	
	Fm.BAJO BARREAL Mb. INFERIOR =COMODORO RIVADAVIA =CAÑADON SECO	FLUVIAL ENTRELAZADO FLUVIAL Y LACUSTRE	
	Fm.CASTILLO =MINA EL CARMEN	FLUVIAL SINUOSO FLUVIAL Y LACUSTRE	
	Fm.MATASIETE + Fm. POZO D-129	FLUVIAL Y LACUSTRE LACUSTRE	
CRETACICO INFERIOR	Fm.Pozo Cerro Guadal	ESTUARINO LACUSTRE	
	Fm.Pozo Ant. Aguada Bandera	LACUSTRE	
NEOCOMIANO			
JURASICO COMPLEJO VOLCANICO SEDIMENTARIO		VOLCANICLASTICO	

Fig. 3 Elementos esenciales de los sistemas petroleros dentro de la columna estratigráfica generalizada de la cuenca

5160 mbbp. La columna estratigráfica posee todos los elementos esenciales para conformar sistemas petroleros (figura 3). Si bien existen potenciales rocas reservorios en casi todas las unidades estratigráficas presentes, los principales reservorios en la cuenca se encuentran en el Grupo Chubut, como depósitos de cursos fluviales entrelazados y meandriformes. La Formación Bajo Barreal (y sus equivalentes Comodoro Rivadavia y Cañadón Seco), ha sido la unidad productora por excelencia seguida en importancia por la Formación Castillo (o Formación Mina El Carmen). Los reservorios tienen un espesor promedio que varía entre los 2 y 10 m, una porosidad que varía entre los 16 y 28 % y una permeabilidad que lo hace entre 50 y 200 milidarcies. En general todos los niveles tienen un alto porcentaje piroclástico y es frecuente la porosidad secundaria. La mayoría de las trampas son combinadas, pero hacia el Oeste domina un estilo compresivo, con anticlinales de inversión tectónica y al Este extensivo, con estructuras de tipo *rollover*. La principal roca generadora está representada por las pelitas negras lacustres de la Formación Pozo D-129, distribuidas homogéneamente en la mayor parte de la cuenca salvo en el sector noroccidental donde es reemplazada en esta función por la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera. Las vías migratorias son esencialmente verticales a través de fallas extensivas, pero en algunos casos se verifica migración lateral donde la combinación de *carrier rocks* y sellos regionales lo permiten.

El objetivo de este trabajo es mediante una base de datos sísmica 2D y 3D, sondeos exploratorios y mapeos de superficie dirigida a describir e interpretar los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge, brindar una síntesis del conocimiento estructural, estratigráfico y geoquímico de la misma logrado por numerosos investigadores durante más de 90 años de exploración y explotación petrolera.

Marco Regional

La Cuenca del Golfo San Jorge se halla en el sector medio del denominado *Patagonia Terrane* extendiéndose como un eje negativo de dirección Oeste-Este, entre dos áreas relativamente positivas de los Macizos Norpatagónico y del Deseado. Desde el punto de vista geotectónico, la cuenca se encuentra en la porción sur de la placa Sudamericana, al Este de la junta triple de la misma con las placas de Nazca y Antártica (figura 1). De características esencialmente extensivas, se desarrolló como una cuenca intracratónica sobre una corteza continental de edad eopaleozoica. El origen de la misma ha recibido variadas interpretaciones (Windhausen, 1924; Feruglio, 1949; Lesta y Ferello, 1972; Lesta et al., 1980; Bianchi, 1981; Urien et al., 1981; Introcaso et al., 1989; Uliana et al., 1989; Fitzgerald et al., 1990), destacándose en general, por un lado, su distinción de otras cuencas circundantes abiertas al margen atlántico o relacionadas con el cinturón andino y, por otro lado, su orientación paralela a las transformes principales de los fondos oceánicos (Zona de Falla Malvinas- Agulhas).

La evolución tectónica de la cuenca está condicionada en gran medida por lineamientos paleozoicos. Los más antiguos reconocidos de orientación NNO se atribuyen a lineamientos transtensivos carbónico-permicos que generaron el espacio para el desarrollo de una cuenca gondwánica de margen pacífico (Ugarte, 1966, Forsythe, 1982) y que en su persistencia hasta el Triásico favorecieron la intrusión de masas graníticas en el macizo Nordpatagónico y del Deseado y la generación de la pequeña cuenca de El Tranquilo. Durante el Liásico se desarrolla una cuenca marina de orientación similar a la anterior, con vergencia pacífica y con equivalentes continentales hacia el Este de la Sierra de Agnia. Es a partir del Dogger que se produce una extensión generalizada en gran parte de la Patagonia, con un estilo del tipo *basin and range* (Urien, 1996), rellenándose los depocentros de orientación variada pero dominante NO-SE, con sedimentos volcanoclásticos y lacustres. El desarrollo de estos depocentros con geometría de hemigrábenes, numerosos, aislados y parcialmente diacrónicos, se extiende en distintas etapas, coetáneos con la disgregación de Gondwana y la apertura del Océano Atlántico durante el Jurásico Superior e inclusive el Cretácico Inferior en la mayor parte del Macizo Norpatagónico (Figari y Courtade, 1993). La expansión del fondo oceánico fue produciendo la paulatina desactivación térmica de estos depocentros quedando muchos de ellos congelados en su evolución tectónica como aquellos que se observan en el Oeste de la provincia del Chubut, que poseían conexión pacífica y escaso a nulo volcanismo sinsedimentario (Hechem et al., 1993).

Es a partir de la fase Patagónica Inicial, coincidente con la aceleración en la subducción de la placa de Nazca (Barcat et al., 1989) que se genera una serie de eventos conducentes al basculamiento de la porción sur de la Placa Sudamericana hacia el Oriente, el cierre de la vergencia pacífica, el comienzo de una extensión controlada por nuevas fallas de orientación general ONO-ESE y el inicio de una actividad piroclástica que con distintas intensidades se prolongaría hasta el Holoceno.

Como resultado de estos eventos, se generó el espacio y el aporte disponible para la formación de un nuevo ciclo sedimentario conocido como Chubutiano (Feruglio, 1949, Hechem et al., 1990), que en discordancia angular se depositó sobre un eje negativo de orientación Oeste-Este y con su depocentro claramente desplazado hacia el Oriente con respecto a los principales depocentros del ciclo anterior. Esto implicaría que el inicio del ciclo Chubutiano, más que representar la fase de sag del rifting previo (Fitzgerald et al., 1990) constituye el registro de un nuevo tipo de generación de espacio producido por un campo de esfuerzos extensional - transtensional distinto al anterior, y que se desarrolló desde la parte más alta del Cretácico Inferior hasta el Paleógeno en condiciones de *backarc*. El origen de este nuevo campo de esfuerzos puede relacionarse al desplazamiento diferencial de los macizos circundantes Norpatagónico y del Deseado durante su deriva al Oeste, luego de la apertura del océano Atlántico. Datos paleomagnéticos obtenidos recientemente en la vecina Cuenca de Cañadón Asfalto (Geuna et al., 1999) apoyan esta idea y sugieren la existencia de rotaciones sobre ejes verticales en bloques constituidos por secuencias volcánico sedimentarias del Jurásico Tardío - Cretácico Inferior previamente a la depositación, en discordancia angular, de niveles equivalentes al Grupo Chubut. Sin embargo, se desestima la continuación de la Zona de Falla Malvinas - Agulhas dentro del continente, al menos como una falla maestra única vinculada con la Zona de Falla Gastre, en el Macizo Norpatagónico, ya que detallados estudios de superficie y subsuelo en las secuencias jurásicas y cretácicas en esa zona muestran otros tipos de controles tectosedimentarios (Figari et al., 1994 ; Ramos, 1996).

En otras palabras, en la denominada Cuenca del Golfo coexisten espacialmente al menos dos tipos de cuencas evolutivamente diferenciables (conocidas como Neocomiana y Chubutiana en sentido amplio, aunque sus rangos temporales son aún inciertos), y que poseen un control tectónico, geometría y registro sedimentario particular. Modelos análogos de rifting y subsidencia episódica han sido descriptos por Ru y Pigott (1986) en el Mar de China. Esta ha sido la causa determinante de la existencia de dos sistemas petroleros principales, separados arealmente y sólo parcialmente superpuestos, tema que se desarrollará más adelante.

Estructura

Dentro de la cuenca, donde coexisten estructuras compresivas y extensivas, pueden diferenciarse cinco sectores en base a su estilo tectónico (figura 4). En el sector oriental, donde se encuentran los principales y más antiguos yacimientos explotados, domina un estilo extensional con fallas directas de orientación ONO-ESE. En sección transversal, la cuenca Oriental es asimétrica, con su borde septentrional más abrupto y el meridional más tendido (figura 5a). Se denominan Flanco Norte y Sur respectivamente, mientras que la zona donde se halla el principal depocentro es denominada Centro de Cuenca. En esta última y en el Flanco Norte las fallas directas principales inclinan al Sudoeste (yacimientos Escalante, El Trébol, Campamento Central, Bella Vista, Tordillo); en el Flanco Sur, en cambio, lo hacen al Noreste (yacimientos Cañadón Seco, Cañadón León, Pico Truncado). La porción *offshore* de la cuenca continúa con el mismo estilo extensional y un potencial hidrocarbúfero análogo aunque sin desarrollo hasta el momento, pero el patrón estructural cambia hacia un tren de orientación OSO-ENE reflejando el fuerte control que ejercen los bordes de bloques basamentales del Macizo Norpatagónico. Más hacia el Oeste, cerca del límite con la Faja Plegada, la asimetría se va perdiendo, observándose un paulatino cambio de polaridad, teniendo un aspecto de graben completo (figura 5b). En este ámbito se encuentran los yacimientos de cerro Dragón en el Flanco Norte y Cañadón de la Escondida, Huemul, Piedra Clavada y Koluel Kaike en Flanco Sur. En secciones transversales, las estructuras extensivas principales se caracterizan en todo el ámbito oriental por ser listricas en profundidad, afectando hasta el basamento, con un máximo desplazamiento vertical de hasta 800 m, perdiendo paulatinamente rechazo hacia arriba, inclinando con valores cercanos a los 65°. En el bloque colgante es común la presencia de pliegues por colapso del tipo *rollover* y un complejo sistema de fallas antitéticas que generan un conjunto de bloques rotados menores asociados a la estructura principal. En planta, estas fallas se observan planares a suavemente curvas, con un promedio de 5 km de largo, y arreglo de tipo *en echelon* con *soft linkage* desarrollando frecuentemente *relay zones* y sólo algunas veces *hard linkage* con zonas de transferencia.

Más al occidente, en la parte media de la cuenca, el tren submeridiano de la Faja Plegada interrumpe abruptamente el estilo extensional (figura 6b). Se presenta como una faja deformada que trasciende el ámbito de la Cuenca observándose en ambos Macizos afectando a pisos estructurales más antiguos (Figari y Courtade, 1993; Homovc et al., 1996). Allí la compresión terciaria ha modificado el estilo original



Fig. 4. Esquema de las principales estructuras de la cuenca obtenidas de información sísmica y de superficie a un nivel cercano al tope de la Fm. Castillo.

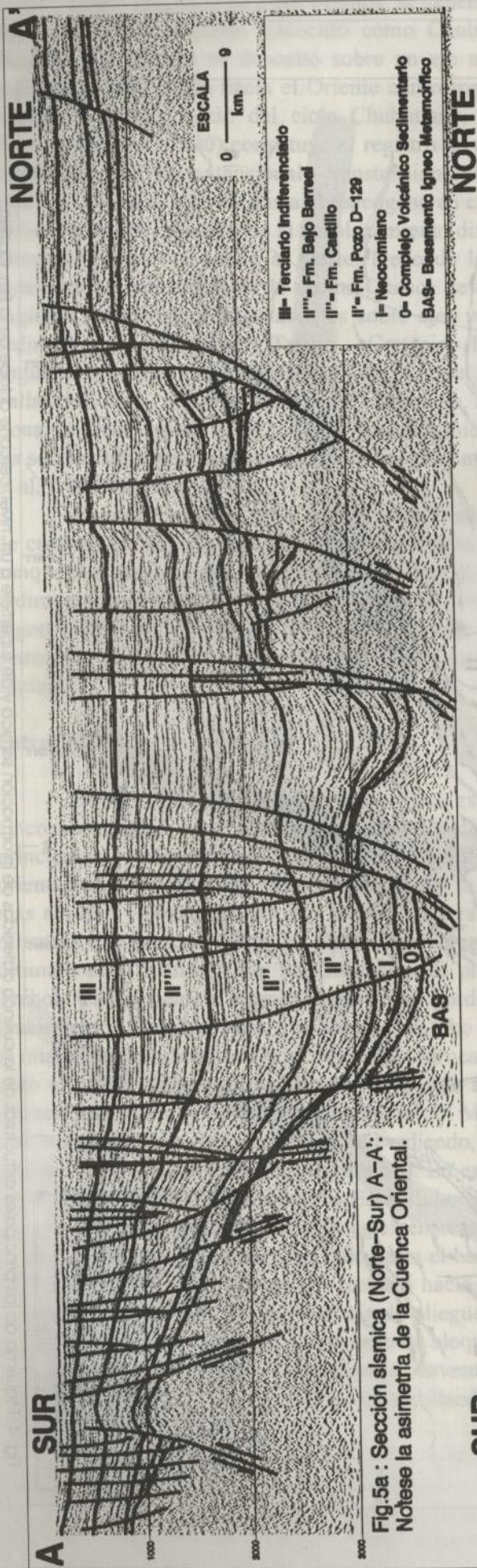


Fig.5a : Sección sísmica (Norte-Sur) A-A':
Notese la asimetría de la Cuenca Oriental.

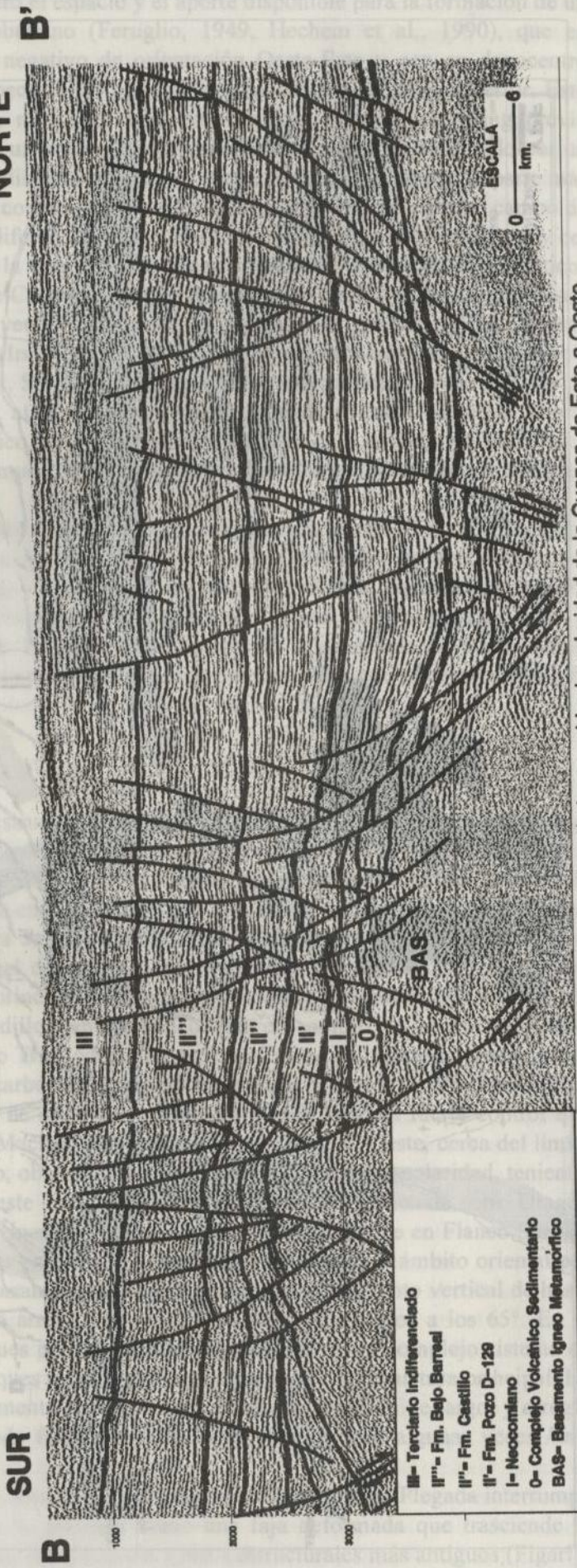


Fig.5b : Sección sísmica (Norte-Sur) B-B', mostrando el paulatino cambio de polaridad de la Cuenca de Este a Oeste.

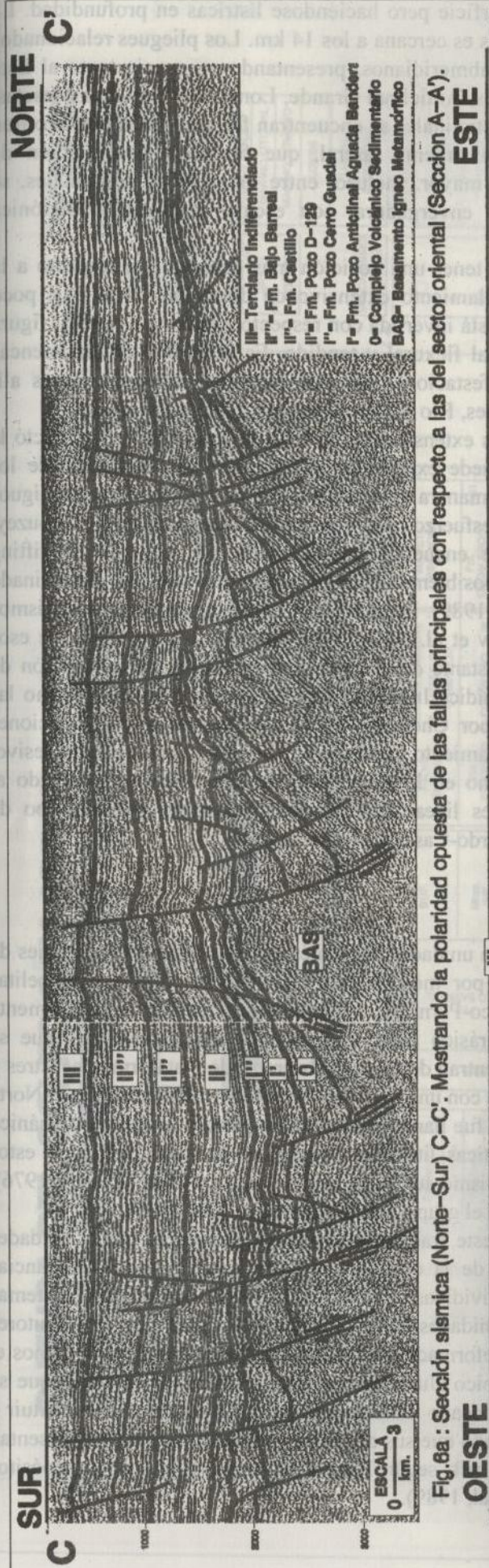


Fig. 6a : Sección sísmica (Norte-Sur) C-C'. Mostrando la polaridad opuesta de las fallas principales con respecto a las del sector oriental (Sección A-A').

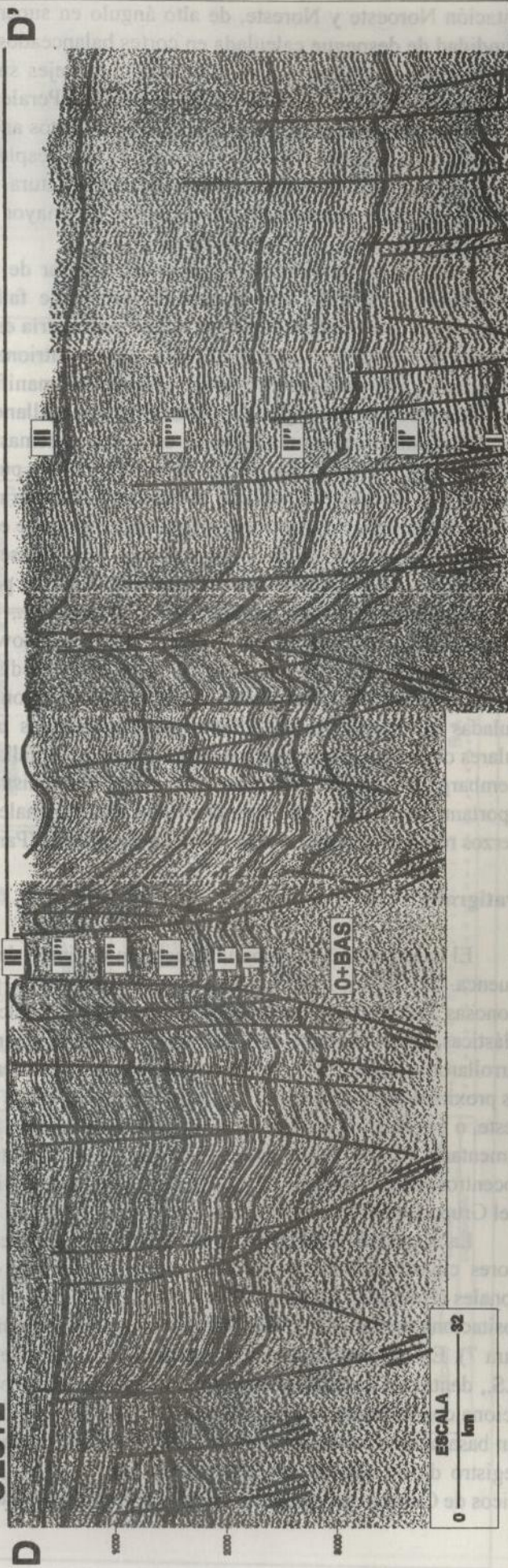


Fig. 6b : Sección sísmica (Oeste-Este) D-D'. Nótese la zona de inversión tectónica compresiva en la parte central de la misma, la desaparición de la megasecuencia I al Este así como el engrosamiento de la megasecuencia II.

produciendo la inversión tectónica de antiguos depocentros. Las principales fallas son inversas y de orientación Noroeste y Noreste, de alto ángulo en superficie pero haciéndose listricas en profundidad. La profundidad de despegue calculada en cortes balanceados es cercana a los 14 km. Los pliegues relacionados en los bloques colgantes son de tipo cajón, con ejes submeridianos, presentando vergencia tanto al Este como al Oeste y fallas tipo *back thrust* (Anticlinal Perales, Anticlinal Grande, Lomas del Cuy, Las Mesetas, Guadal, Cerro Ballena, Los Manatiales y otros). Estos anticlinales se encuentran fragmentados por otro tren ONO-ESE, de carácter extensivo o con suave desplazamiento lateral, que favorece la migración de hidrocarburos y la compartimentación de la estructura mayor. Incluso, entre los grandes anticlinales, se preservan algunos lineamientos extensivos de mayor envergadura, con escasa reactivación tectónica (yacimientos Las Mesetas, Perales, etc.).

Por último, en el sector Occidental, a pesar de tener una posición más cercana con respecto a la Cadena Andina, domina nuevamente un patrón de fallamiento extensivo de dirección ONO-ESE poco alterado por la compresión Terciaria. Aquí la asimetría está invertida con respecto a la zona Oriental (figura 6a), el borde meridional es más abrupto, el septentrional flexural y tendido. Es el ámbito de las cuencas Neocomianas, donde si bien existen abundantes manifestaciones de hidrocarburos, los yacimientos allí desarrollados son de envergadura menor (Mata Magallanes, Río Mayo, El Pluma, Pampa Essoin, etc.).

El distinto comportamiento de estos dos sistemas extensionales frente a la compresión que afectó la Cuenca durante el Mioceno Medio (Chellotti, 1996) puede explicarse por la diferente orientación de los mismos frente al esfuerzo máximo compresivo. De esta manera sólo las estructuras y lineamientos antiguos con orientación transversal o fuertemente oblicuas a este esfuerzo fueron invertidas tectónicamente (Letouzey, 1990). El sustrato de la denominada faja plegada se encuentra condicionado por un tren de rifting submeridiano, con un relleno similar pero más espeso y posiblemente más antiguo, que afectó al denominado Patagonia Terrane (Uliana y Biddle, 1987; Uliana et al., 1989). Peroni et al. (1995) sugieren los mecanismos de *orogenic float* planteados por Ziegler (1989) y Oldow et al. (1990) para explicar la transmisión de esos esfuerzos compresivos en una posición intraplaca tan distante de la zona de subducción. La generación de estructuras compresivas tempranas desde la fase Patagónica Intermedia y Patagónica Principal como las postuladas por Barcat et al. (1989) son desestimadas por Chellotti (1996) atribuyendo ciertas relaciones angulares observadas en la faja plegada a la acción de fallamiento transtensivo y localizadamente transpresivo. Sin embargo, no puede descartarse un cierto diacronismo en la generación de estas estructuras debido al comportamiento diferencial que presentan los originales lineamientos extensivos frente a un campo de esfuerzos regional variable en orientación e intensidad (Pardo-Casas y Molnar, 1987).

Estratigrafía

El basamento de la zona involucra un conjunto de unidades diferentes para las distintas posiciones de la cuenca. En algunos altos relativos está constituido por metamorfitas del Paleozoico Superior, pelitas carbonosas gris oscuras y areniscas grises del Carbónico-Pérmico, o sedimentitas marinas principalmente epiclásticas, pero también con calizas, y tobas del Jurásico Inferior (Lias). En los depocentros que se desarrollaron a partir del Bajociano-Bathoniano, se encuentran depósitos subaéreos, de plataforma, lacustres y otros proximales con depósitos gruesos de *fan delta*; todos con una fuerte composición volcánica hacia el Norte y Oeste, o piroclástica hacia el Sur y el Este. Esta sección fue llamada por Clavijo (1986) Complejo Volcánico Sedimentario (C.V.S.), que presenta distintas características litológicas según su posición dentro de estos depocentros. Este Complejo ha sido homologado por el mismo autor con la Fm. Lago La Plata (Ramos, 1976), con el Grupo Lonco Trapial (Lesta y Ferrello, 1972) y con el grupo Bahía Laura (Feruglio, 1949).

La sucesión estratigráfica ha sido dividida en este trabajo en Megasecuencias, es decir, unidades mayores cuyos depósitos responden a fases evolutivas de la cuenca, limitadas entre sí por discordancias regionales (Hubbard, 1988). A su vez, éstas pueden ser divididas en unidades menores, secuencias y sistemas depositacionales que coinciden parcialmente con las unidades formacionales descritas por otros autores (figura 7). Entendiendo que por su composición, estilo deformacional y edad, puede ser incluido, al menos el C.V.S., dentro de la historia evolutiva del rifting Mesozoico (Jurásico Superior - Cretácico Inferior) que se relaciona con la ruptura de Gondwana y la apertura del océano Atlántico, independientemente de constituir o no un basamento económico para la zona, se ha interpretado que sus depósitos (Megasecuencia 0) representan el registro de un estadio de Hemigraben Juvenil (early rift, según Fitzgerald et al., 1990) y los depósitos Liásicos de Cubeta Extensional o Prerift (Scott y Rosendhal, 1989).

FFY

Fig.7. Cuadro de correlaciones estratigráficas, eventos tectónicos y ambientes sedimentarios.

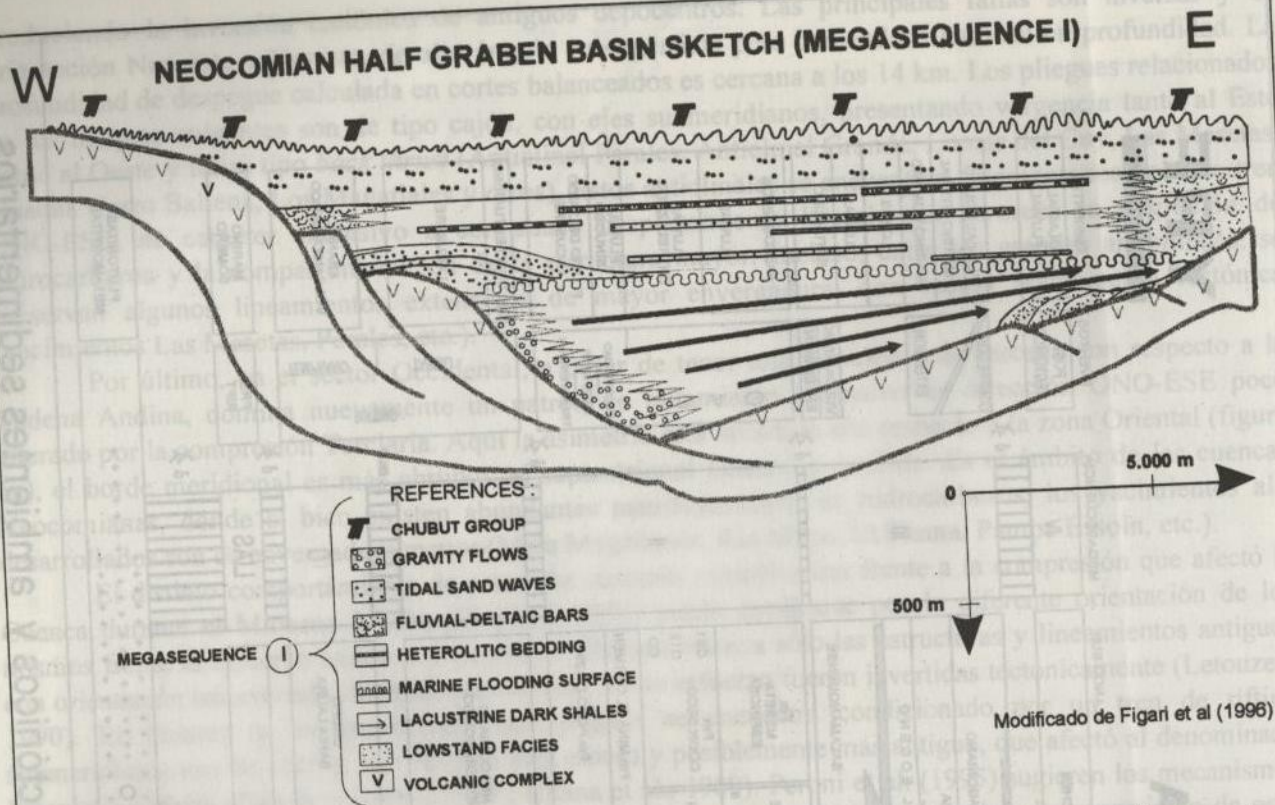


Fig.8 Esquema de un hemigraben neocomiano, mostrando las rápidas variaciones faciales y las diferencias entre el borde activo (izquierda) y pasivo (derecha)

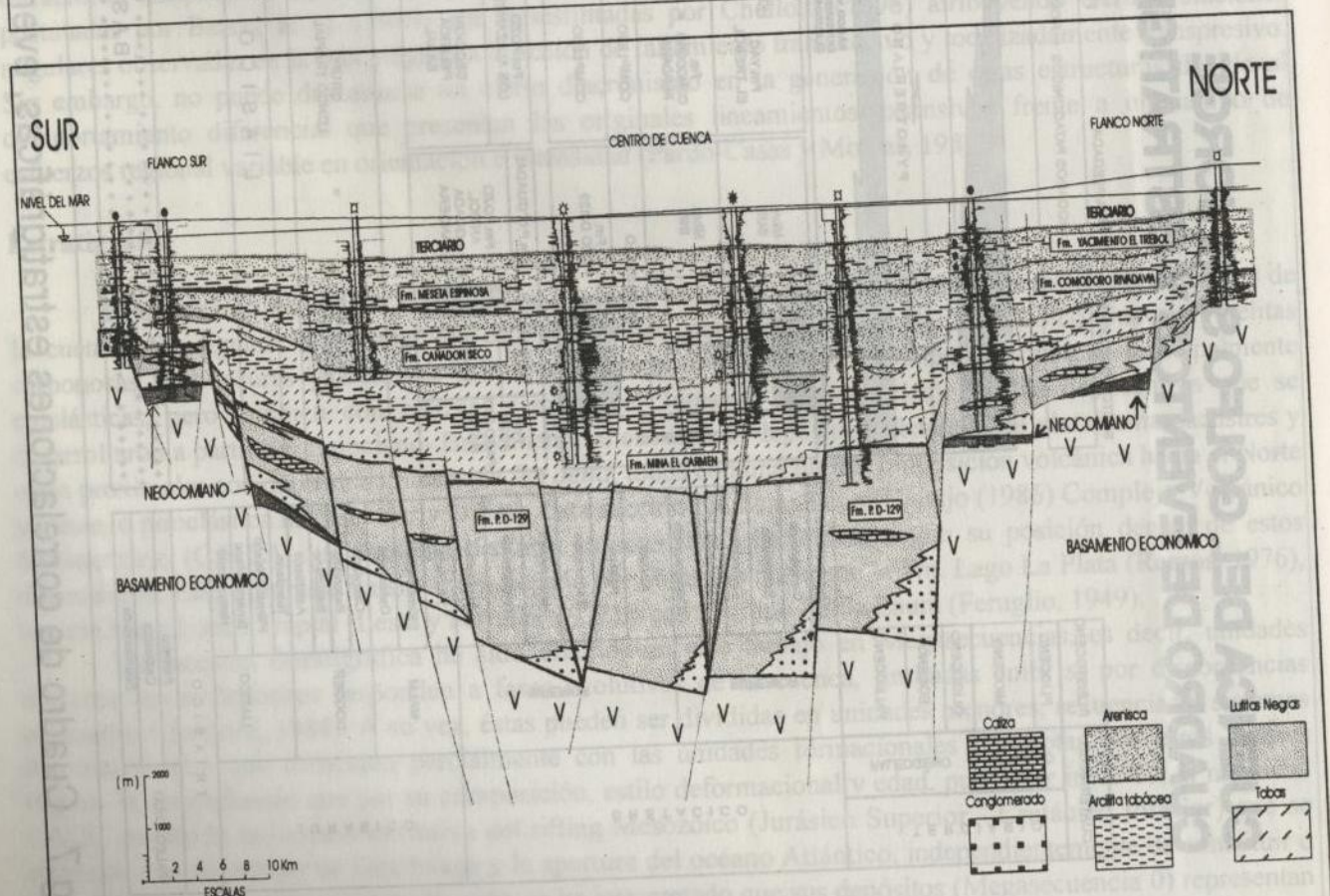


Fig. 9 Corte Sur-Norte mostrando las variaciones laterales de facies de la Megasecuencia II (G. Chubut) en el sector oriental de la cuenca.

Dentro de la Megasecuencia I se incluyen los depósitos conocidos informalmente como "Neocomiano". Los mismos se encuentran en clara actitud onlapante sobre los anteriores y han sido divididos históricamente en dos secuencias, las que se corresponden parcialmente con las Formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal o equivalentes. Representan el registro de una etapa de Hemigraben Maduro donde la secuencia principalmente pelítica de Aguada Bandera constituye el relleno en un estadio de una cuenca hambrienta (la tasa de subsidencia supera a la de sedimentación), mientras que la secuencia esencialmente arenosa de Cerro Guadal corresponde a un estadio de máxima inundación con influencia marina Pacífica y drenaje integrado (figura 8). La discontinuidad que separa ambas secuencias es atribuida por Barcat et al. (1989) a la fase Intravalanginiana. Fitzgerald et al. (1990) asignan estas dos unidades a una etapa de *late rift*. En cuanto a su distribución geográfica, es clara la concentración de los principales depocentros neocomianos hacia el sector occidental, existiendo una brusca disminución de espesores más allá del ámbito de la actual faja plegada (figura 6b). En el sector oriental de la cuenca existen documentadas sólo pequeñas cubetas, con rellenos de pocos cientos de metros y edades inciertas que marcan la marginalidad de toda esta área para la generación de espacio durante el proceso de rifting inicial.

Mediando discordancia angular, se depositan los niveles del Grupo Chubut que han sido incluidos dentro de la Megasecuencia II y están constituidos por las Formaciones Matasiete (y su equivalente lateral Fm. Pozo D-129), Castillo y Bajo Barreal (figura 9). Durante la depositación de este ciclo desaparece toda vinculación con el Pacífico; se desplaza el depocentro hacia el Este y se desarrolla una columna estratigráfica enteramente continental de varios miles de metros de espesor. Los rápidos cambios faciales y de espesores para las secuencias basales de D-129 (Gómez Omil et al. 1990) permiten interpretar que ha existido un fuerte control tectónico durante la depositación de la misma, y parcialmente durante la depositación de la Fm. Castillo. Para las unidades restantes, salvo el intervalo inferior de Bajo Barreal, se considera que el espacio generado ha sido producto de una subsidencia térmica, no presentando grandes variaciones de facies y espesores a gran escala. Han sido interpretadas estas etapas como de Reactivación Tectónica Extensional-Transtensional y Sag respectivamente, coincidiendo la primera con el cambio en la paleopendiente de la Cuenca.

Mediando suave discordancia angular, se incluyen dentro de la Megasecuencia III los depósitos Terciarios constituidos por las Formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia, Santa Cruz y sus equivalentes laterales (Legarreta et al., 1990). Durante la depositación de las mismas han existido algunos episodios extensivos que, combinados a oscilaciones eustáticas, determinaron una historia de transgresiones y regresiones con vergencia atlántica. Para algunos autores (Nocioni, 1993), la primer ingresión atlántica coincide con un incremento en la velocidad de subsidencia en la cuenca, constituyendo la fase fusiva pre-salamanquense (Ferello, 1969), el registro de tal evento (Chellotti, 1996). La Fm. Río Chico, de origen continental, engrana lateralmente con esta unidad (Legarreta y Uliana, 1994). Previo y durante la depositación de la las tobas y tufitas de la Fm. Sarmiento cuatro caídas de nivel de base producen respectivos hiatos (Legarreta y Uliana, 1994). La ingresión del patagoniano, que engrana parcialmente con la Fm. Sarmiento, está condicionada por un nuevo pulso extensivo. Coincidente con este pulso el volcanismo efusivo post-eocénico y pre-patagoniense son un buen registro (Chellotti, 1996). Nuevos estadios de mar alto determinan la ingresión marina del Superpatagoniano que en forma diacrónica se extiende hacia Oeste. Los depósitos fluviales y eólicos de la Fm. Santa Cruz engranan lateralmente con el Superpatagoniano y progradan sobre el mismo, superando el espacio de acomodación disponible y evidenciando el inicio del ascenso del macizo cordillerano (Legarreta et al., 1990).

Los depósitos posttectónicos de la Megasecuencia IV están constituidos por los sedimentos continentales y marinos del Araucanense-Entrerriense muy poco representados en la cuenca y los niveles fluviales y glaci-fluviales de los denominados "rodados patagónicos".

Los elementos esenciales

Existiendo una clara diferenciación en la distribución y características de los niveles generadores pertenecientes a las dos megasecuencias cretácicas, las mismas se describirán por separado. El resto de los elementos esenciales y procesos se describen integrados.

GOLFO SAN JORGE BASIN RIO MAYO WELL GEOCHEMICAL LOG

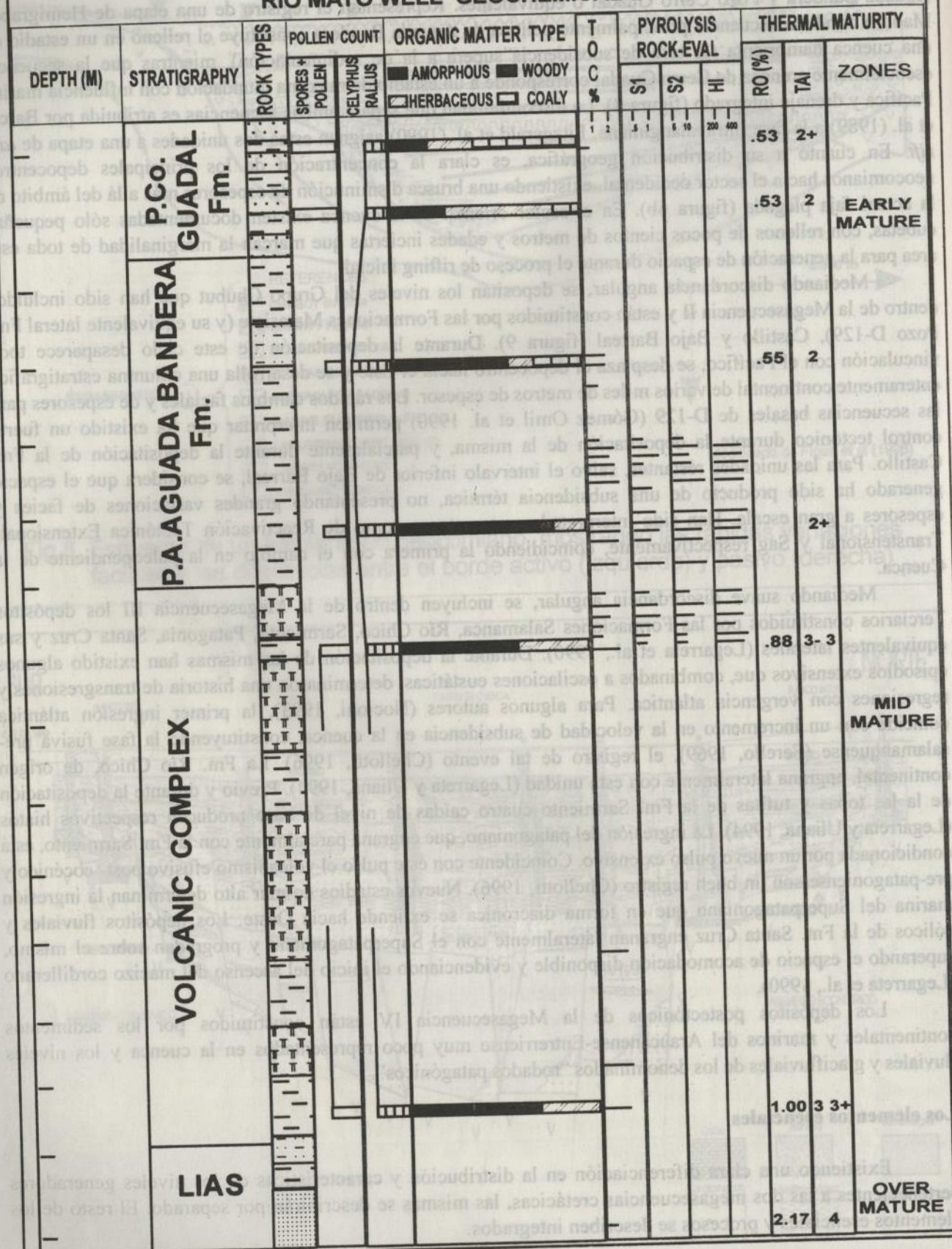


Fig.10 Síntesis geoquímica de las Megasecuencias I y 0 en el Sector Occidental

Megasecuencia I

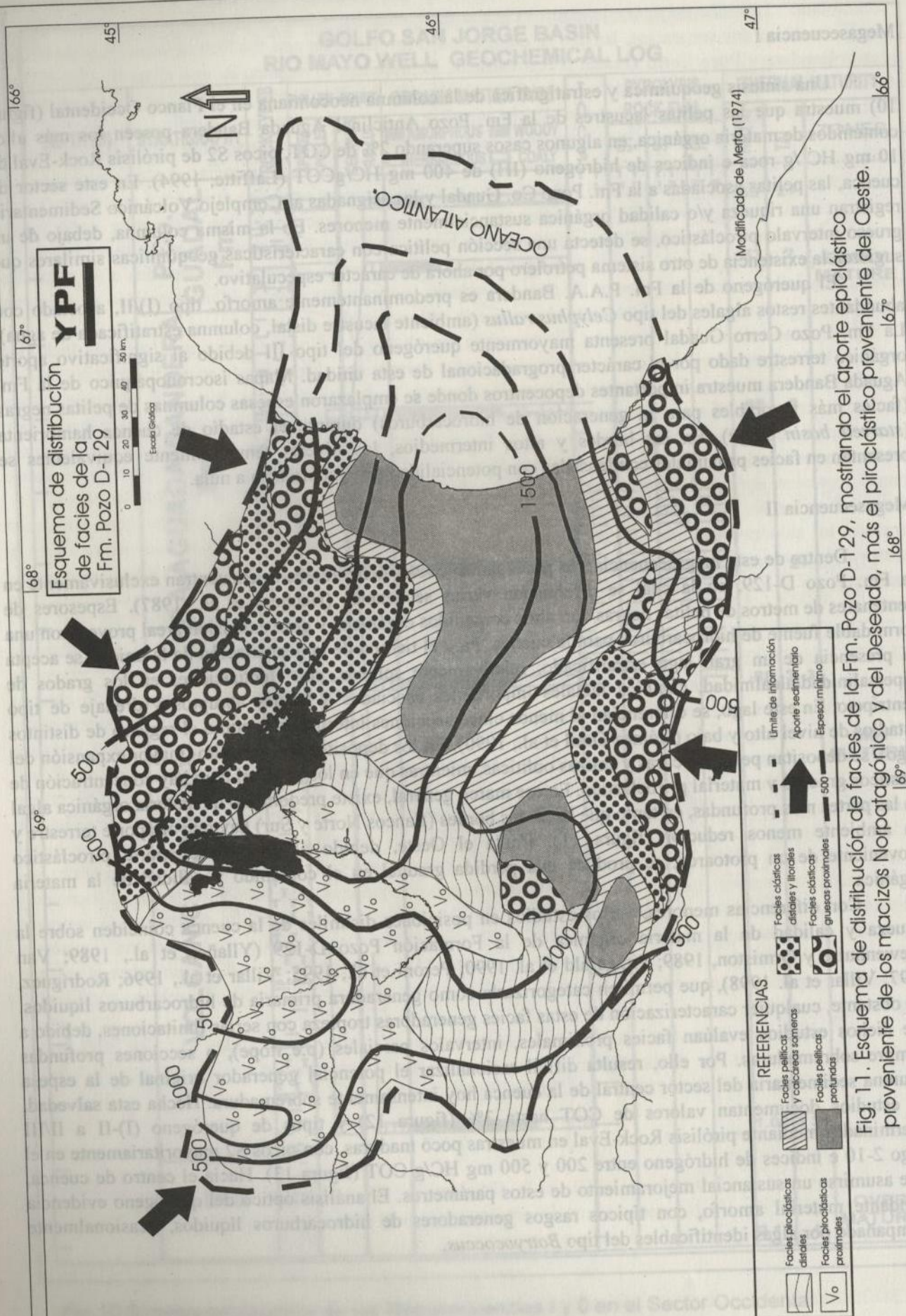
Una síntesis geoquímica y estratigráfica de la columna neocomiana en el Flanco Occidental (figura 10) muestra que las pelitas lacustres de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera poseen los más altos contenidos de materia orgánica, en algunos casos superando 2% de COT, picos S2 de pirólisis Rock-Eval de 10 mg HC /g roca e índices de hidrógeno (IH) de 400 mg HC/gCOT (Laffitte, 1994). En este sector de cuenca, las pelitas asociadas a la Fm. Pozo Co. Guadal y las asignadas al Complejo Volcánico Sedimentario registran una riqueza y/o calidad orgánica sustancialmente menores. En la misma columna, debajo de un grueso intervalo piroclástico, se detecta una sección pelítica con características geoquímicas similares que sugieren la existencia de otro sistema petrolero por ahora de carácter especulativo.

El querógeno de la Fm. P.A.A. Bandera es predominantemente amorfo, tipo (I)/II, asociado con abundantes restos algales del tipo *Celyphus rallus* (ambiente lacustre distal, columna estratificada de agua). La Fm. Pozo Cerro Guadal presenta mayormente querógeno del tipo III debido al significativo aporte orgánico terrestre dado por el carácter progradacional de esta unidad. Mapas isocronopáquico de la Fm. Aguada Bandera muestra importantes depocentros donde se emplazaron espesas columnas de pelitas negras (facies más favorables para la generación de hidrocarburos) durante el estadio de cuenca hambrienta (*starved basin stage*). En los bordes y altos intermedios, los niveles temporalmente equivalentes se presentan en facies proximales condensadas con potencialidad generadora baja a nula.

Megasecuencia II

Dentro de esta megasecuencia, los potenciales niveles generadores se encuentran exclusivamente en la Fm. Pozo D-129, en la cual se diferencian varias secuencias (Hechem et al., 1987). Espesores de centenares de metros de pelitas negras con altos contenidos orgánicos y gran extensión areal proveyeron una formidable fuente de hidrocarburos para la cuenca. Para el tiempo de la depositación de la unidad se acepta la presencia de un gran lago estratificado, relativamente somero, con fluctuaciones en los grados de hipersalinidad/alcalinidad, cambios faciales importantes asociados a bordes abruptos y drenaje de tipo centrípeto. En este lago, se diferencian al menos cinco secciones interpretadas como el registro de distintos estadios de nivel alto y bajo (Gómez Omil et al., 1990). En los depósitos de nivel alto (mayor expansión del lago), se depositan pelitas oscuras y calizas oolíticas, mientras que en los de nivel bajo hay concentración de clásticos gruesos y material piroclástico. En ese marco general, existe predominio de materia orgánica algal en las partes más profundas, en tanto que hacia los bordes (flancos Norte y Sur) hay mayor aporte terrestre y un ambiente menos reductor (figura 11). Hacia el Oeste, debido al importante aporte piroclástico proveniente de un protoarco, se produce una pérdida gradual en el contenido y calidad de la materia orgánica.

Con diferencias menores, varios estudios en posiciones disímiles de la cuenca coinciden sobre la riqueza y calidad de la materia orgánica de la Formación Pozo D-129 (Yllañez et al., 1989; Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989; Fitzgerald et al. 1990; Peroni et al., 1995; Villar et al., 1996; Rodríguez, 1997; Villar et al. 1998), que permiten categorizarla como generadora primaria de hidrocarburos líquidos. No obstante, cualquier caracterización de estas facies generadoras tropieza con serias limitaciones, debido a que dichos estudios evalúan facies proximales, intervalos parciales (p.e. tope), o secciones profundas siempre sobremaduras. Por ello, resulta difícil racionalizar el potencial generador original de la espesa columna sedimentaria del sector central de la cuenca hoy intensamente sobremadura. Hecha esta salvedad, los estudios documentan valores de COT hasta 3% (figura 12) y tipos de querógeno (I)-II a II/III determinados mediante pirólisis Rock-Eval en muestras poco maduras, con picos S2 mayoritariamente en el rango 2-10 e índices de hidrógeno entre 200 y 500 mg HC/g COT (figura 13). Hacia el centro de cuenca, debe asumirse un sustancial mejoramiento de estos parámetros. El análisis óptico del querógeno evidencia abundante material amorfo, con típicos rasgos generadores de hidrocarburos líquidos, ocasionalmente acompañado por algas identificables del tipo *Botryococcus*.



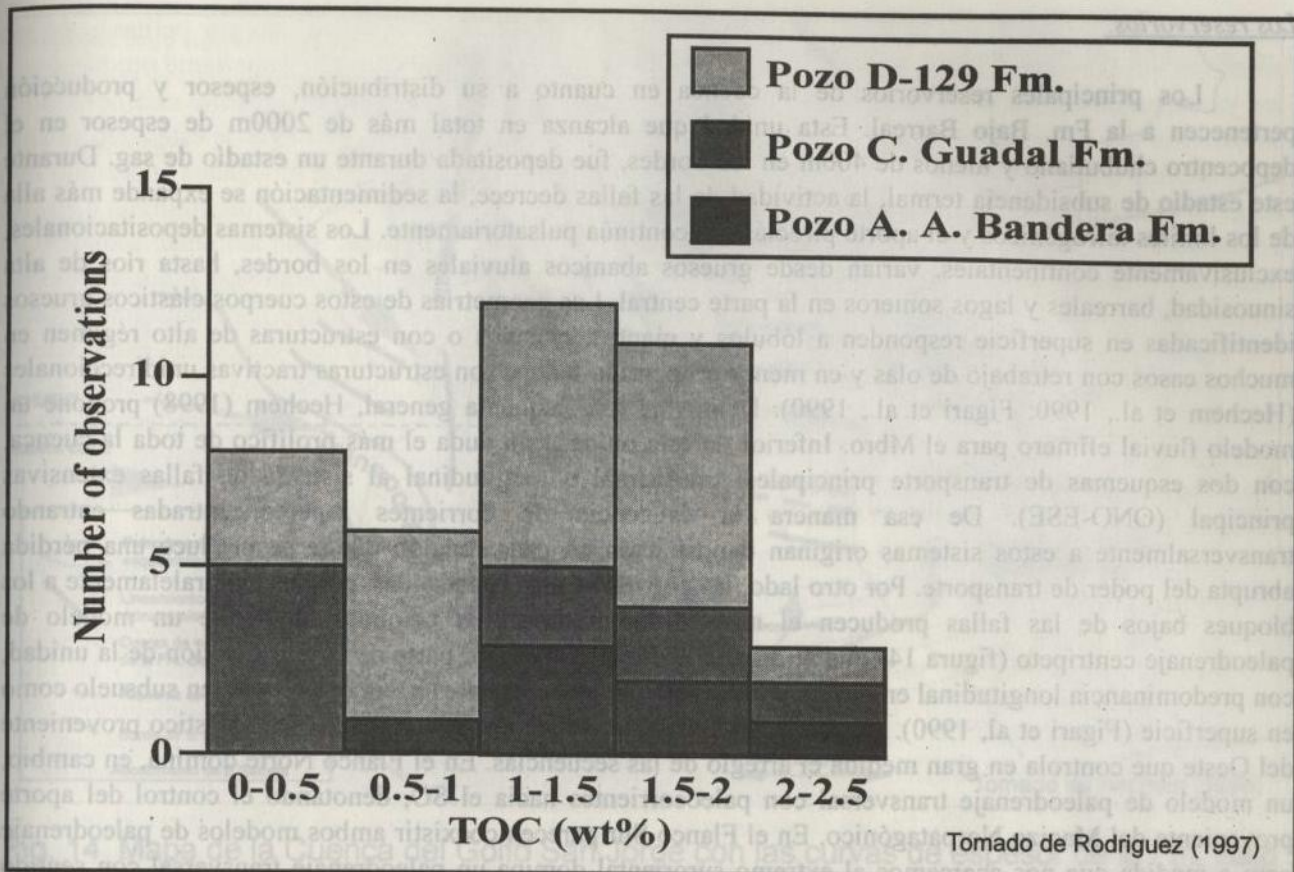


Fig.12 Histograma mostrando las variaciones del COT dentro de las principales unidades pelíticas.

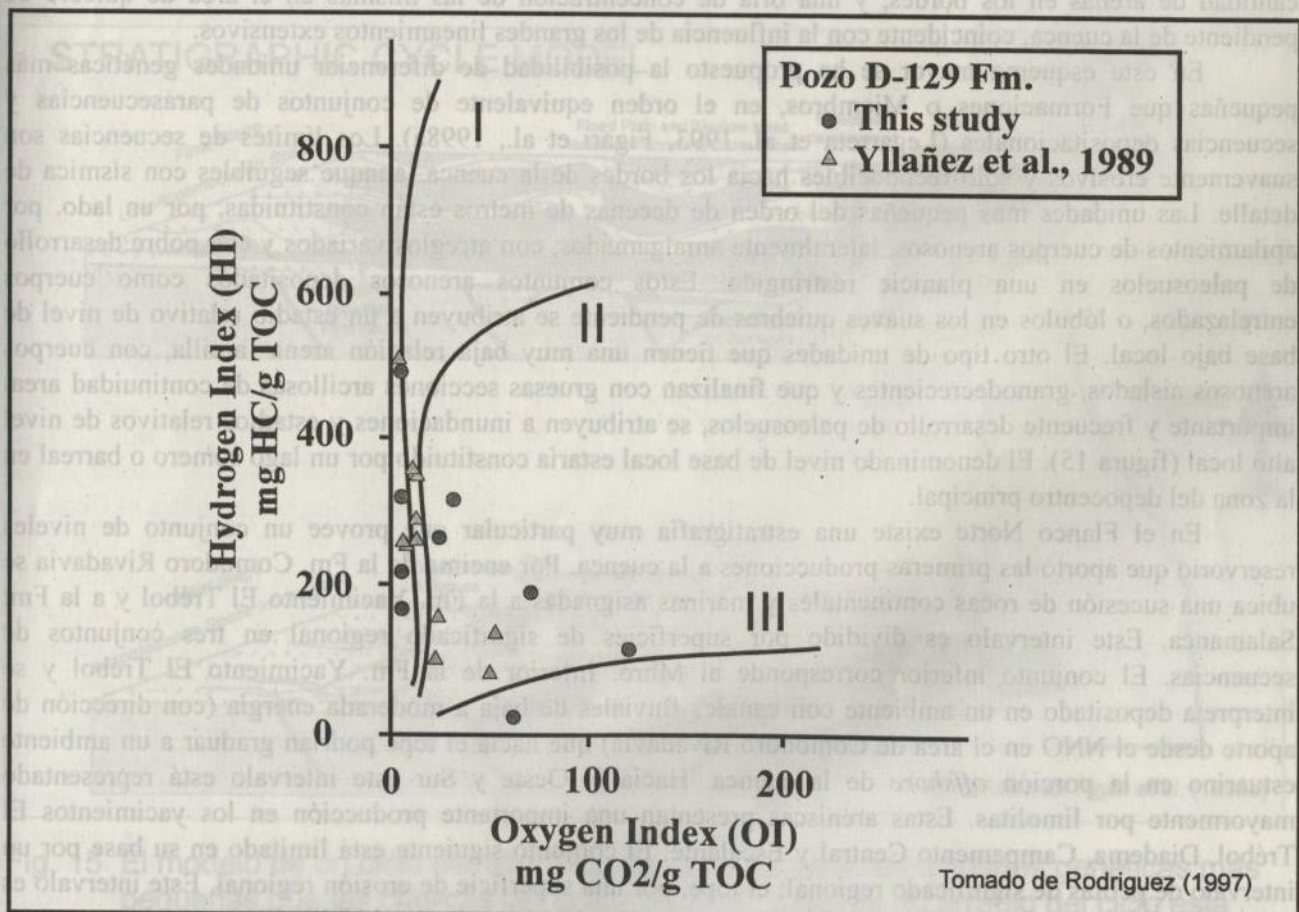


Fig.13 Diagrama de Van Krevelen modificado mostrando la predominancia de querógeno del tipo I/II en la Fm. P.D-129.

Los principales reservorios de la cuenca en cuanto a su distribución, espesor y producción pertenecen a la Fm. Bajo Barreal. Esta unidad que alcanza en total más de 2000m de espesor en el depocentro chubutiano y menos de 400m en los bordes, fue depositada durante un estadio de sag. Durante este estadio de subsidencia termal, la actividad de las fallas decrece, la sedimentación se expande más allá de los límites tafrogénicos y el aporte piroclástico continúa pulsatoriamente. Los sistemas depositacionales, exclusivamente continentales, varían desde gruesos abanicos aluviales en los bordes, hasta ríos de alta sinuosidad, barreales y lagos someros en la parte central. Las geometrías de estos cuerpos clásticos gruesos identificadas en superficie responden a lóbulos y mantos, masivos o con estructuras de alto régimen en muchos casos con retrabajo de olas y en menor proporción lentes, con estructuras tractivas unidireccionales (Hechem et al., 1990; Figari et al., 1990). Dentro de este esquema general, Hechem (1998) propone un modelo fluvial efímero para el Mbro. Inferior de esta unidad, sin duda el más prolífico de toda la cuenca, con dos esquemas de transporte principales, transversal o longitudinal al sistema de fallas extensivas principal (ONO-ESE). De esa manera la existencia de corrientes hiperconcentradas entrando transversalmente a estos sistemas originan depositación en cada escalón donde se produce una pérdida abrupta del poder de transporte. Por otro lado, las corrientes más canalizadas, corriendo paralelamente a los bloques bajos de las fallas producen el modelo longitudinal. En conjunto se define un modelo de paleodrenaje centrípeto (figura 14) que se mantiene durante la mayor parte de la depositación de la unidad, con predominancia longitudinal en el sector occidental y paleocorrientes hacia el SE tanto en subsuelo como en superficie (Figari et al, 1990). Dentro de este sistema, existe un gran aporte volcánico-clástico proveniente del Oeste que controla en gran medida el arreglo de las secuencias. En el Flanco Norte domina, en cambio, un modelo de paleodrenaje transversal con paleocorrientes hacia el SO, denotando el control del aporte proveniente del Macizo Norpatagónico. En el Flanco Sur parecen coexistir ambos modelos de paleodrenaje pero a medida que nos acercamos al extremo suroriental domina un paleodrenaje transversal con sentido NO, tal vez controlado por los grandes bloques basamentales del Norte del Macizo del Deseado. El conjunto de estos elementos determina a gran escala la existencia de una zona de *by pass* con escaso espesor y cantidad de arenas en los bordes, y una orla de concentración de las mismas en el área de quiebre de pendiente de la cuenca, coincidente con la influencia de los grandes lineamientos extensivos.

En este esquema mayor se ha propuesto la posibilidad de diferenciar unidades genéticas más pequeñas que Formaciones o Miembros, en el orden equivalente de conjuntos de parasecuencias y secuencias depositacionales (Legarreta et al. 1993, Figari et al., 1998a). Los límites de secuencias son suavemente erosivos y sólo reconocibles hacia los bordes de la cuenca, aunque seguíbles con sismica de detalle. Las unidades más pequeñas del orden de decenas de metros están constituidas, por un lado, por apilamientos de cuerpos arenosos, lateralmente amalgamados, con arreglos variados y con pobre desarrollo de paleosuelos en una planicie restringida. Estos conjuntos arenosos depositados como cuerpos entrelazados, o lóbulos en los suaves quiebres de pendiente se atribuyen a un estadio relativo de nivel de base bajo local. El otro tipo de unidades que tienen una muy baja relación arena- arcilla, con cuerpos arenosos aislados, granodecrecientes y que finalizan con gruesas secciones arcillosas de continuidad areal importante y frecuente desarrollo de paleosuelos, se atribuyen a inundaciones y estadios relativos de nivel alto local (figura 15). El denominado nivel de base local estaría constituido por un lago somero o barreal en la zona del depocentro principal.

En el Flanco Norte existe una estratigrafía muy particular que provee un conjunto de niveles reservorio que aportó las primeras producciones a la cuenca. Por encima de la Fm. Comodoro Rivadavia se ubica una sucesión de rocas continentales y marinas asignadas a la Fm. Yacimiento El Trébol y a la Fm. Salamanca. Este intervalo es dividido por superficies de significado regional en tres conjuntos de secuencias. El conjunto inferior corresponde al Mbro. Inferior de la Fm. Yacimiento El Trébol y se interpreta depositado en un ambiente con canales fluviales de baja a moderada energía (con dirección de aporte desde el NNO en el área de Comodoro Rivadavia) que hacia el tope podrían graduar a un ambiente estuarino en la porción *offshore* de la cuenca. Hacia el Oeste y Sur este intervalo está representado mayormente por limolitas. Estas areniscas presentan una importante producción en los yacimientos El Trébol, Diadema, Campamento Central y Escalante. El conjunto siguiente está limitado en su base por un intervalo de pelitas de significado regional; el tope, por una superficie de erosión regional. Este intervalo es interpretado como depósitos fluviodeltaicos con dirección de aporte desde el NNO. El mapeo de sus arenas muestra que las mismas se encuentran concentradas en el área de Comodoro Rivadavia y que hacia el Oeste

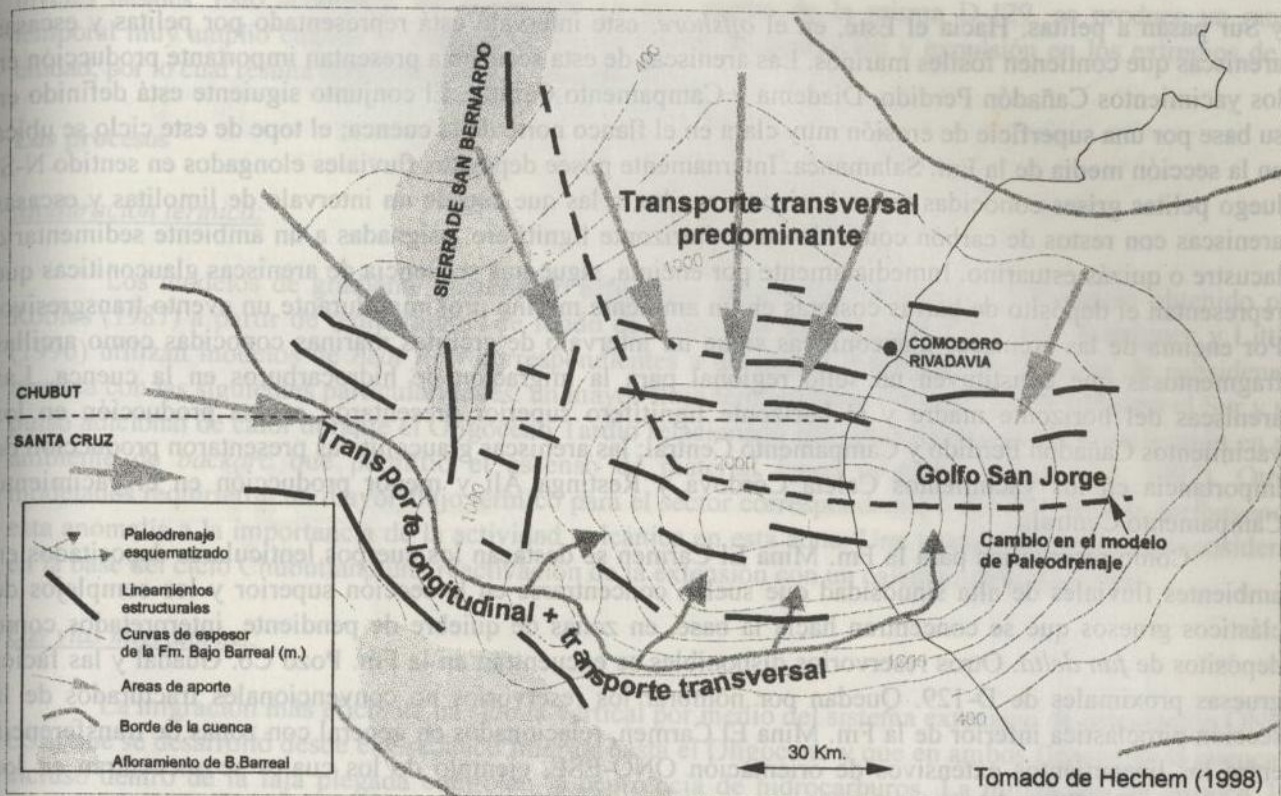


Fig. 14 Mapa de la Cuenca del Golfo San Jorge con las curvas de espesor de la Fm. Bajo Barreal. Se representan en forma esquemática los lineamientos estructurales principales generados por las fallas extensionales y el patrón de diseño de paleodrenaje del sistema fluvial efímero de la Fm. Bajo Barreal.

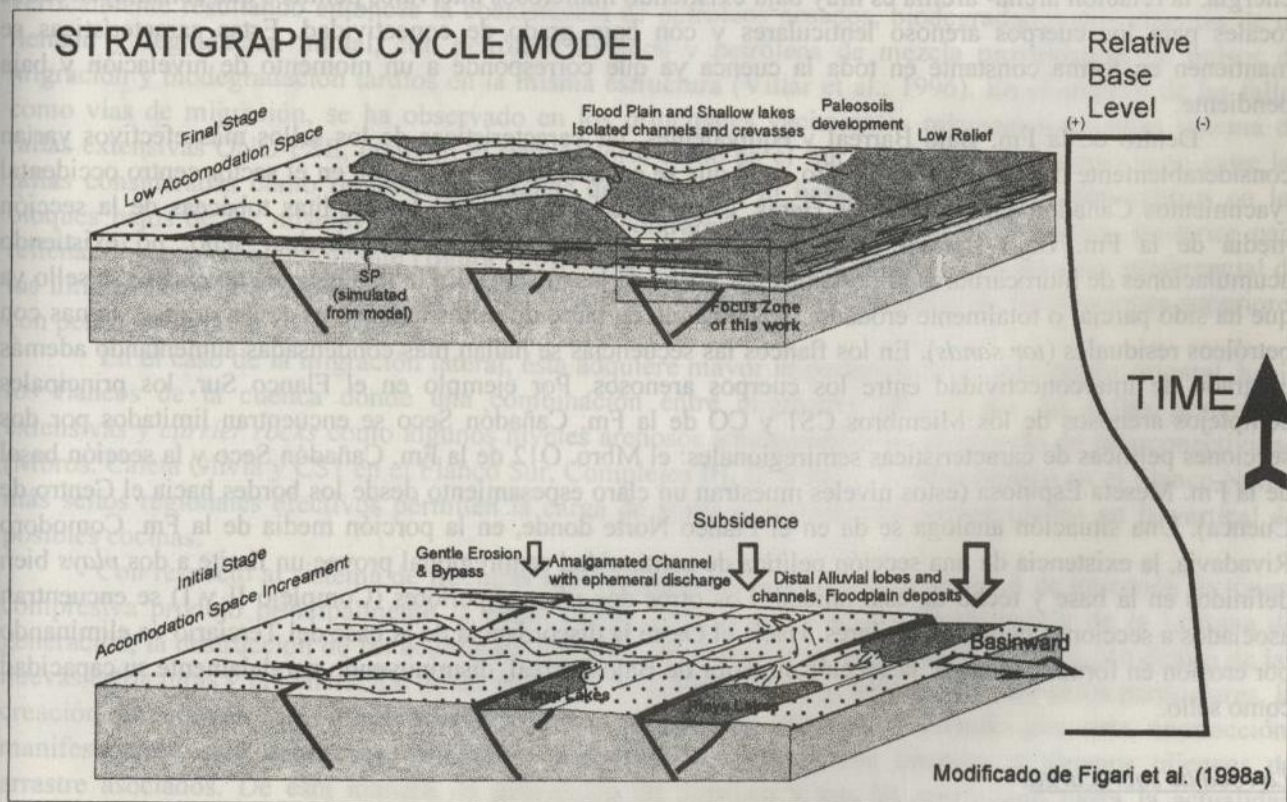


Fig. 15 El modelo de un ciclo estratigráfico se describe para las unidades genéticas más pequeñas que las clásicas del orden de Fms. o Mbros. El arreglo del ciclo está gobernado por un incremento en el espacio de acomodación y/o aporte de sedimentos dentro de variaciones de nivel de base local de mayor orden.

y Sur pasan a pelitas. Hacia el Este, en el *offshore*, este intervalo está representado por pelitas y escasas areniscas que contienen fósiles marinos. Las areniscas de esta secuencia presentan importante producción en los yacimientos Cañadón Perdido, Diadema y Campamento Central. El conjunto siguiente está definido en su base por una superficie de erosión muy clara en el flanco norte de la cuenca; el tope de este ciclo se ubica en la sección media de la Fm. Salamanca. Internamente posee depósitos fluviales elongados en sentido N-S, luego pelitas grises conocidas como horizonte madre, a las que sucede un intervalo de limolitas y escasas areniscas con restos de carbón conocido como horizonte lignitífero, asignadas a un ambiente sedimentario lacustre o quizás estuarino. Inmediatamente por encima, sigue una secuencia de areniscas glauconíticas que representan el depósito de barras costeras en un ambiente marino proximal durante un evento transgresivo. Por encima de las areniscas glauconíticas sigue un intervalo de arcilitas marinas conocidas como arcillas fragmentosas que constituyen un sello regional para la migración de hidrocarburos en la cuenca. Las areniscas del horizonte madre y el horizonte lignitífero superior presentaron escasa producción en los yacimientos Cañadón Perdido y Campamento Central; las areniscas glauconíticas presentaron producción de importancia en los yacimientos Caleta Córdova y Restinga Alí y menor producción en el yacimiento Campamento Central.

Como reservorios para la Fm. Mina El Carmen se destacan los cuerpos lenticulares depositados en ambientes fluviales de alta sinuosidad que suelen concentrarse en la sección superior y los complejos de clásticos gruesos que se concentran hacia la base, en zonas de quiebre de pendiente, interpretados como depósitos de *fan delta*. Otros reservorios disponibles se encuentran en la Fm. Pozo Co. Guadal y las facies gruesas proximales de D-129. Quedan por nombrar los reservorios no convencionales fracturados de la sección piroclástica inferior de la Fm. Mina El Carmen, relacionados en general con zonas de transferencia entre los lineamientos extensivos de orientación ONO-ESE, ejemplo de los cuales se encuentran en los yacimientos Tordillo y Mesetas.

Sello:

Dentro de la Fm. Mina El Carmen depositada en un ambiente fluvial sinuoso de mediana a baja energía, la relación arena- arcilla es muy baja existiendo numerosos intervalos pelíticos que constituyen sellos locales para los cuerpos arenoso lenticulares y con bajo grado de conectividad. Estas características se mantienen en forma constante en toda la cuenca ya que corresponde a un momento de nivelación y baja pendiente.

Dentro de la Fm. Bajo Barreal y equivalentes, las características de los sellos más efectivos varían considerablemente dependiendo el ámbito en el que se encuentren. Por ejemplo, en el sector centro occidental (yacimientos Cañadón Escondida, Las Heras, Cerro Doce Grande, etc.) las arcilitas tobáceas de la sección media de la Fm. Bajo Barreal (más de 150m de espesor) proveen el principal sello, no existiendo acumulaciones de hidrocarburos importantes por arriba de las mismas. En la faja plegada no existe ese sello ya que ha sido parcial o totalmente erodado, dependiendo en parte de sellos menores o de las propias arenas con petróleos residuales (*tar sands*). En los flancos las secuencias se hallan más condensadas aumentando además el grado de interconectividad entre los cuerpos arenosos. Por ejemplo en el Flanco Sur, los principales complejos arenosos de los Miembros CS1 y CO de la Fm. Cañadón Seco se encuentran limitados por dos secciones pelíticas de características semiregionales: el Mbro. O12 de la Fm. Cañadón Seco y la sección basal de la Fm. Meseta Espinosa (estos niveles muestran un claro espesamiento desde los bordes hacia el Centro de Cuenca). Una situación análoga se da en el Flanco Norte donde, en la porción media de la Fm. Comodoro Rivadavia, la existencia de una sección pelítica de continuidad semiregional provee un límite a dos *plays* bien definidos en la base y techo de esta unidad. Los otros dos *plays* superiores (Complejo II y I) se encuentran asociados a secciones pelíticas similares. Hacia el Oeste la discordancia de la base del Terciario va eliminando por erosión en forma paulatina, la sección superior de Bajo Barreal, disminuyendo paralelamente su capacidad como sello.

La roca de sobrecarga:

Se considera dentro de esta categoría a toda la columna estratigráfica posterior a las Fms. Anticlinal Aguada Bandera y Pozo D-129 para cada uno de los respectivos sistemas petroleros. Sin embargo, en el sector oriental, donde el espesor de D-129 es de la escala de miles de metros, es fundamental la influencia que cumplieron los niveles superiores de la unidad con respecto a la sobrecarga adicional que proveyeron a los

niveles basales. Esto acompleja los modelados ya que, dentro de la misma D-129, se produce un rango temporal muy amplio cuando se consideran los momentos de generación y expulsión en los extremos de la unidad, por lo cual resulta conveniente su diferenciación.

Los procesos

Maduración térmica:

Los modelos de gradiente geotérmico actual son en general variaciones del modelo obtenido por Robles (1987) a partir de temperaturas de fondo de pozo. Los estudios realizados por Rodríguez y Littke (1996) utilizan modelos de *heat flow* correspondientes a un rifting seguido por una etapa de subsidencia térmica con las siguientes particularidades: un mayor flujo térmico para el Flanco Norte que para el Sur y un pulso adicional de calor durante el Oligoceno Tardío relacionado con una etapa póstuma de extensión en un ambiente de *backarc* que permitió el ascenso de material ígneo profundo (Rodríguez, 1997). Otros modelados requirieron un mayor flujo térmico para el sector correspondiente a la Faja Plegada, atribuyendo esta anomalía a la importancia de la actividad volcánica en esta zona. Una tercera alternativa es considerar en la base del ciclo Chubutiano una reactivación de la extensión con un calentamiento coetáneo.

Las vías migratorias:

La migración más eficiente ha sido la vertical por medio del sistema extensivo de orientación ONO-ESE, que se desarrolló desde el Cretácico Inferior hasta el Oligoceno y que en ambos flancos de la cuenca e incluso dentro de la faja plegada controlan la ocurrencia de hidrocarburos. La utilización de sísmica 3D permitió la visualización del complejo entramado de fallas sintéticas y antitéticas formados en los labios colgantes de estas fallas dentro de bloques de 3 o 4 km de largo por 1 o 2 km de ancho (figura 16a). Esto produjo un grado de compartimentación muy importante, donde cada uno de estos bloques resulta ser una unidad independiente para su llenado y preservación. En ese contexto, existen numerosos ejemplos donde el recurrente movimiento de estas fallas ha producido periódicos llenados de los reservorios apilados verticalmente resultando entonces la coexistencia de petróleos pesados, biodegradados provenientes de un llenado y degradación inicial, con petróleos livianos y petróleos de mezcla provenientes de pulsos de migración y biodegradación tardíos en la misma estructura (Villar et al., 1996). En el análisis de las fallas como vías de migración, se ha observado en los principales yacimientos relacionados con el sistema de fallas extensivas ONO-ESE, tanto en el flanco Norte como en el Sur, el distinto comportamiento entre las fallas consideradas como regionales (aquellas que alcanzan al basamento y generan depocentros en los bloques bajos de las mismas) y las antitéticas o contraregionales generadas en una etapa posterior para rellenar el espacio en el colgante (figura 16b). Estas últimas han sido las vías de migración preferencial de los últimos pulsos de generación, cargando en general a los niveles reservorios de las secciones superiores con petróleos livianos o de mezcla.

En el caso de la migración lateral, ésta adquiere mayor importancia sólo en el sector oriental, hacia los flancos de la cuenca donde una combinación entre migración vertical por las fallas principales extensivas y *carrier rocks* como algunos niveles arenosos amalgamados de alto grado de interconectividad (Mbros. Caleta Olivia y CS1 en el Flanco Sur, Complejos III, II, Valle C y Glauconítico en el Flanco Norte) más sellos regionales efectivos permiten la carga de algunos yacimientos desvinculados en la vertical de posibles cocinas.

Con respecto al sistema de fracturas submeridiano, se considera que el pulso de inversión tectónica compresiva produjo principalmente la exhumación de gran parte de D-129 sacándola de la ventana de generación, la destrucción de las acumulaciones existentes en el área invertida, la remigración dentro de las nuevas estructuras y la generación de las fallas reversas como sellos y, sólo en algunos casos particulares, la creación de nuevas vías migratorias. El sector oriental se vio poco afectado por esta contracción, manifestándose sólo como basculamientos, pequeños desplazamientos laterales y algunos pliegues de arrastre asociados. De esta manera, la generación de petróleo y gas ha continuado hasta la actualidad solamente en los flancos.

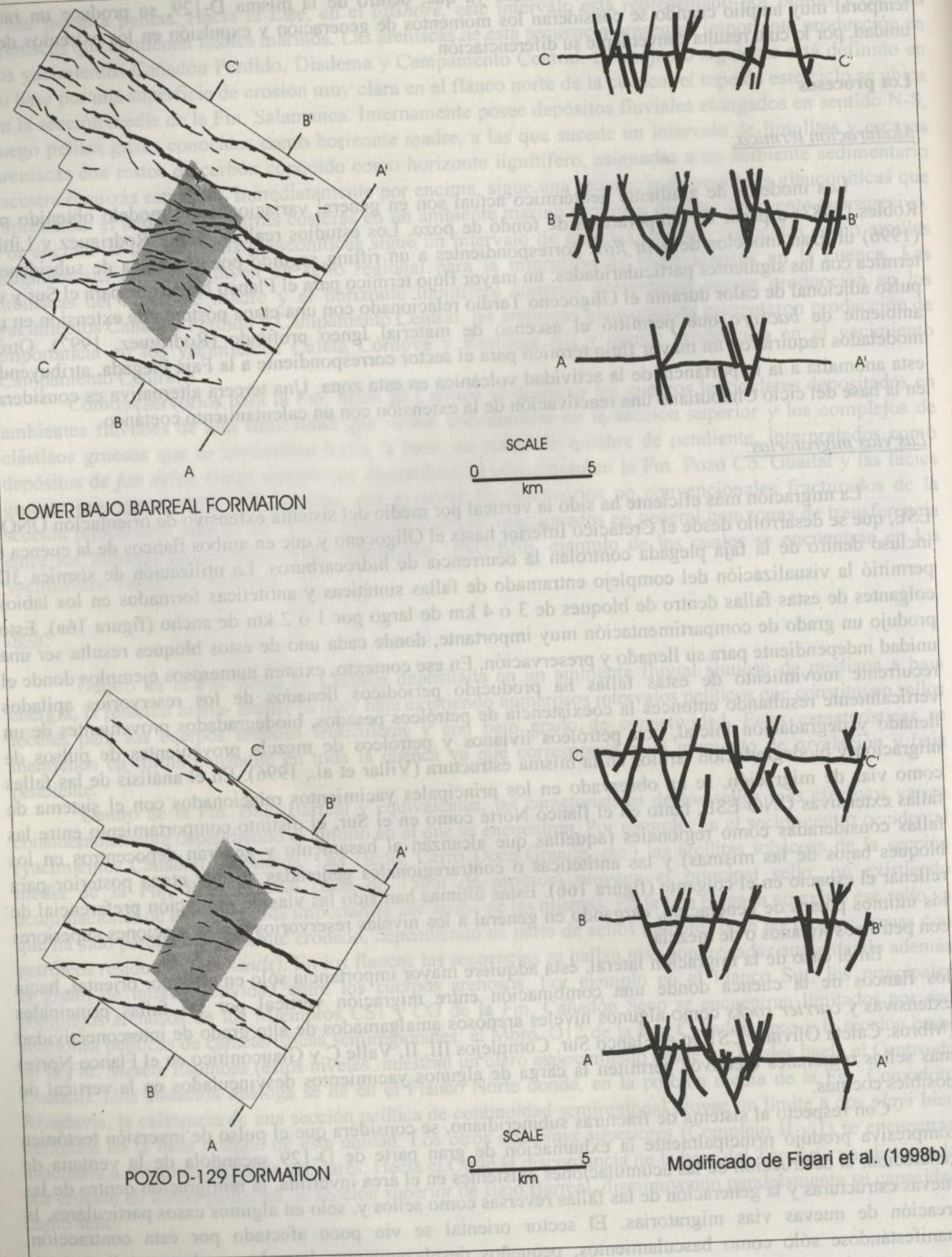
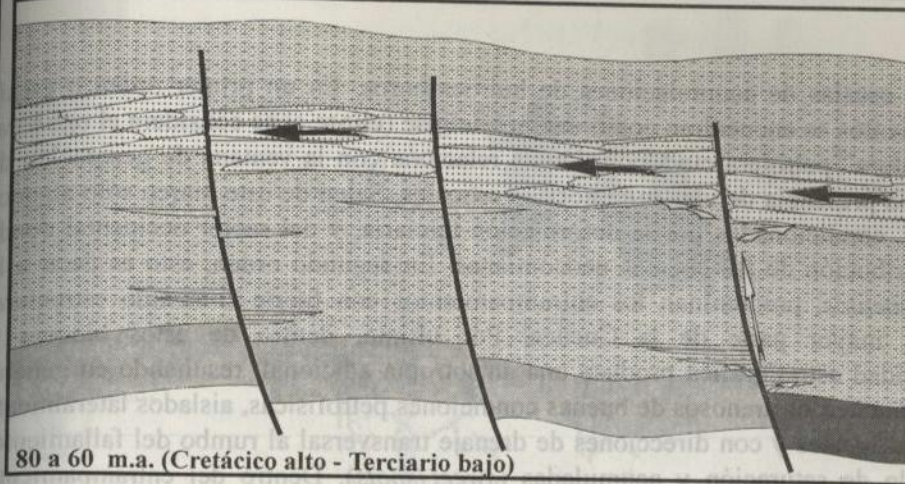


Fig.16a Vista en planta del arreglo de fallas extensivas obtenido de sísmica 3D, mostrando el complejo sistema conjugado en los niveles superiores y las zonas de interferencia relacionadas.



← Migración inicial desde centro de cuenca

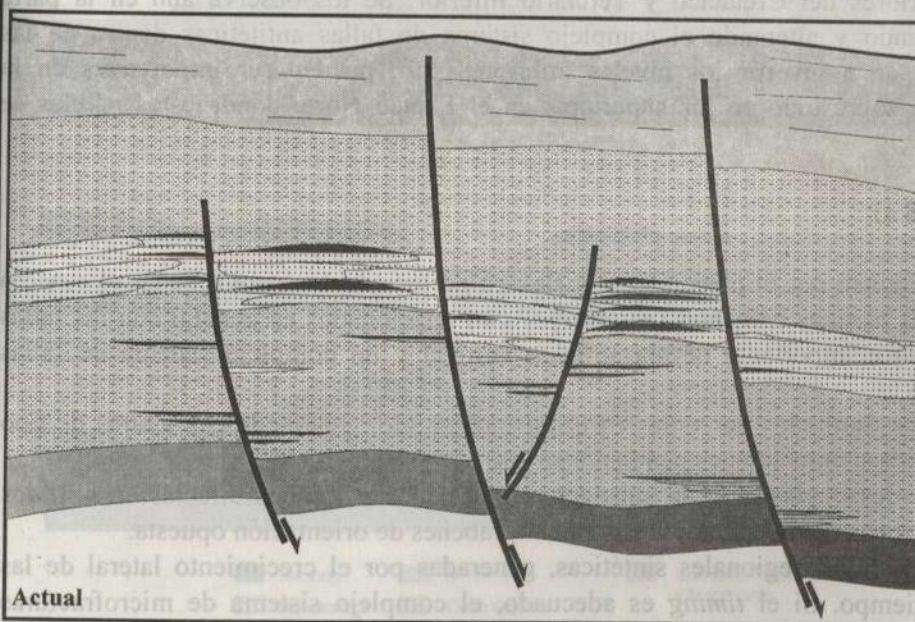
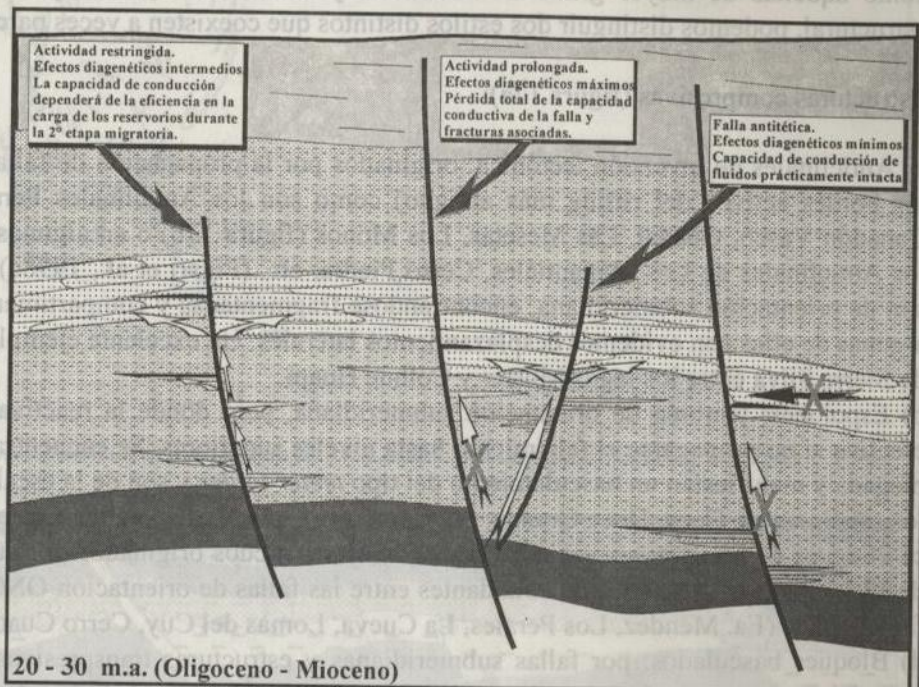
← Migración incipiente en "bloques profundos"

✱ Centro de cuenca sobremaduro, migración poco probable

↕ Migración vertical de corta distancia

✱ Vías migratorias cerradas por diagénesis

■ Acumulación de Hidrocarburos



REFERENCIAS

- Reservorios
- Rocas Sello
- Roca Generadora Madura
- Roca Generadora Inmadura
- Terciario indiferenciado
- Acumulación de Hidrocarburos

Fig. 16b: Esquemas migratorios de estructuras extensionales en los flancos de la cuenca oriental donde se observa el distinto comportamiento de las fallas regionales con actividad restringida, con actividad prolongada y el sistema antitético relacionado.

Modificado de Vottero A., 1998

Las trampas:

Existen tres órdenes o escalas de acumulaciones de hidrocarburos. En un primer orden o escala regional, los principales yacimientos se encuentran como una hemielipse (elipse si se considera el *offshore*) que se conoce como la "herradura" petrolera cuya posición se relaciona con la ventana de generación de petróleo de la Fm. P. D-129 y la presencia de vías migratorias verticales. Salen de este marco sólo algunos yacimientos de la faja plegada, condicionados por la deformación terciaria, y del sector occidental donde influye en gran medida la distribución de las cocinas neocomianas. En segundo orden, esto es decir a la escala de bloques o *compartimentos*, predominan los entrampamientos con fuerte contenido estructural sobre el estratigráfico en la mayor parte de la Cuenca. Por último, dentro de estos bloques o compartimentos, la heterogeneidad estratigráfica produce una anisotropía adicional, resultando en general las zonas de mayor contenido de cuerpos arenosos de buenas condiciones petrofísicas, aislados lateralmente por drapes o intervalos pelíticos locales y con direcciones de drenaje transversal al rumbo del fallamiento, como aquellas de mayor grado de saturación y acumuladas (*sweet spots*). Dentro del entrampamiento estructural, podemos distinguir dos estilos distintos que coexisten a veces parcialmente:

Estructuras compresivas (figura 17a):

- a) Anticlinales de inversión tectónica: originados por la propagación de fallas terciarias (reactivaciones de los bordes activos del rifting más antiguo) como son los Anticlinales Perales, Grande, Lomas del Cuy Cañadón Vasco, Guadal, Las Mesetas, Los Monos (figura 17b) o en algunos casos del borde pasivo como los Anticlinales de Los Manantiales, Cerro Piedra, etc. (Figari et al., 1998c). Los ejes de estas estructuras son de orientación submeridiana, encontrándose fragmentadas y compartimentadas por fallas transversales, algunas de ellas con evidentes desplazamientos laterales. Un excelente ejemplo en superficie es el Anticlinal de Sierra Silva entre los lagos Muster y Colhue Huapi.
- b) Espolones: también de orientación submeridiana, pero donde la reactivación tectónica no ha sido tan efectiva al no propagarse el fallamiento hasta niveles superiores. Se encuentran en la zona externa de la faja plegada y manifiestan un basculamiento del tipo *teeter tooter* y son de la escala de km. Ejemplos de esto son los espolones de Cerro Doce Grande, Ea. Cámeron, Cañadón Escondida Oeste, Río Chico, etc.
- c) Pliegues de arrastre: suaves espolones con ejes oblicuos originados por cupla entre fallas que presentan desplazamientos laterales. Son abundantes entre las fallas de orientación ONO-ESE dentro del ámbito de la faja plegada (Ea. Méndez, Los Perales, La Cueva, Lomas del Cuy, Cerro Cuadrado, etc.)
- d) Bloques basculados: por fallas submeridianas y estructuras transpresivas menores, que se manifiestan esencialmente en niveles superiores del Cretácico y Terciario Inferior. Se los observa aún en la parte oriental de la cuenca modificando y alterando el complejo sistema de fallas antitéticas dentro de las estructuras de colapso. No llegan a invertir los niveles inferiores pero pueden ser importantes en la remigración y entrampamiento, sobre todo en los superiores en el Flanco Norte donde estos niveles se encuentran mineralizados.

Estructuras extensivas (figura 18 a):

- a) Estructuras de colapso: se originan por el plegamiento y flexura de los estratos para rellenar el espacio generado por la extensión en los bloques colgantes (*rollover*). Están relacionados en general con las fallas regionales, de geometría listrica e importante desplazamiento vertical y un complejo sistema de fallas antitéticas (figura 18b).
- b) Bloques fallados y basculados: limitados por fallas en el mismo sentido, generando estructuras de tipo dominó. El basculamiento produce acumulaciones pendiente arriba.
- c) Estructuras tipo Horst: altos desacoplados de la subsidencia, limitados por fallas directas en sentidos opuestos. Representan antiguas zonas de transferencia entre hemigrabenes de orientación opuesta.
- d) Zonas de Interferencia: Entre fallas regionales sintéticas, generadas por el crecimiento lateral de las mismas al evolucionar en el tiempo. Si el *timing* es adecuado, el complejo sistema de microfracturas relacionadas contenido dentro de fallas mayores puede generar un tipo de entrampamiento especial (Yacimiento El Tordillo). Se presentan en general en la Fm. Castillo debido a la mayor fragilidad de esta sección.

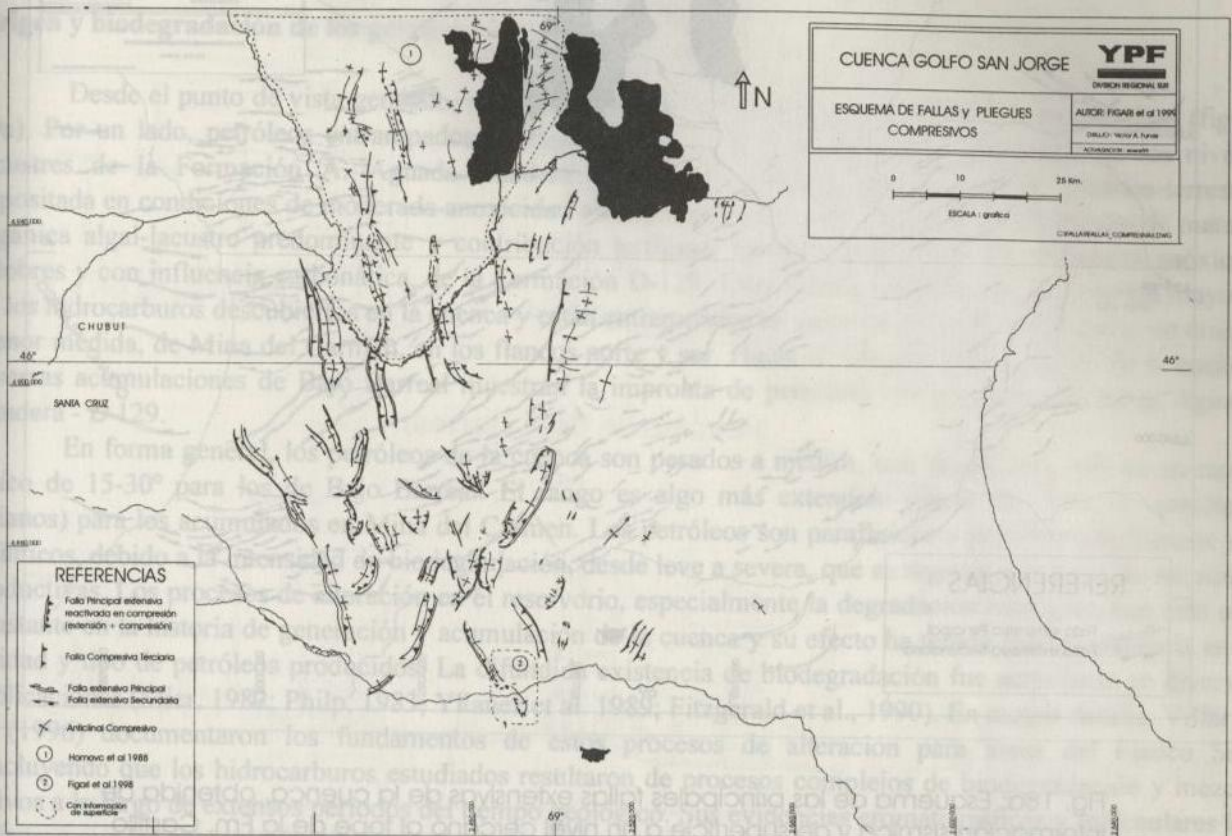


Fig. 17a. Esquema de las principales estructuras compresivas de la cuenca obtenidas de información sísmica y de superficie a un nivel cercano al tope de la Fm. Castillo.

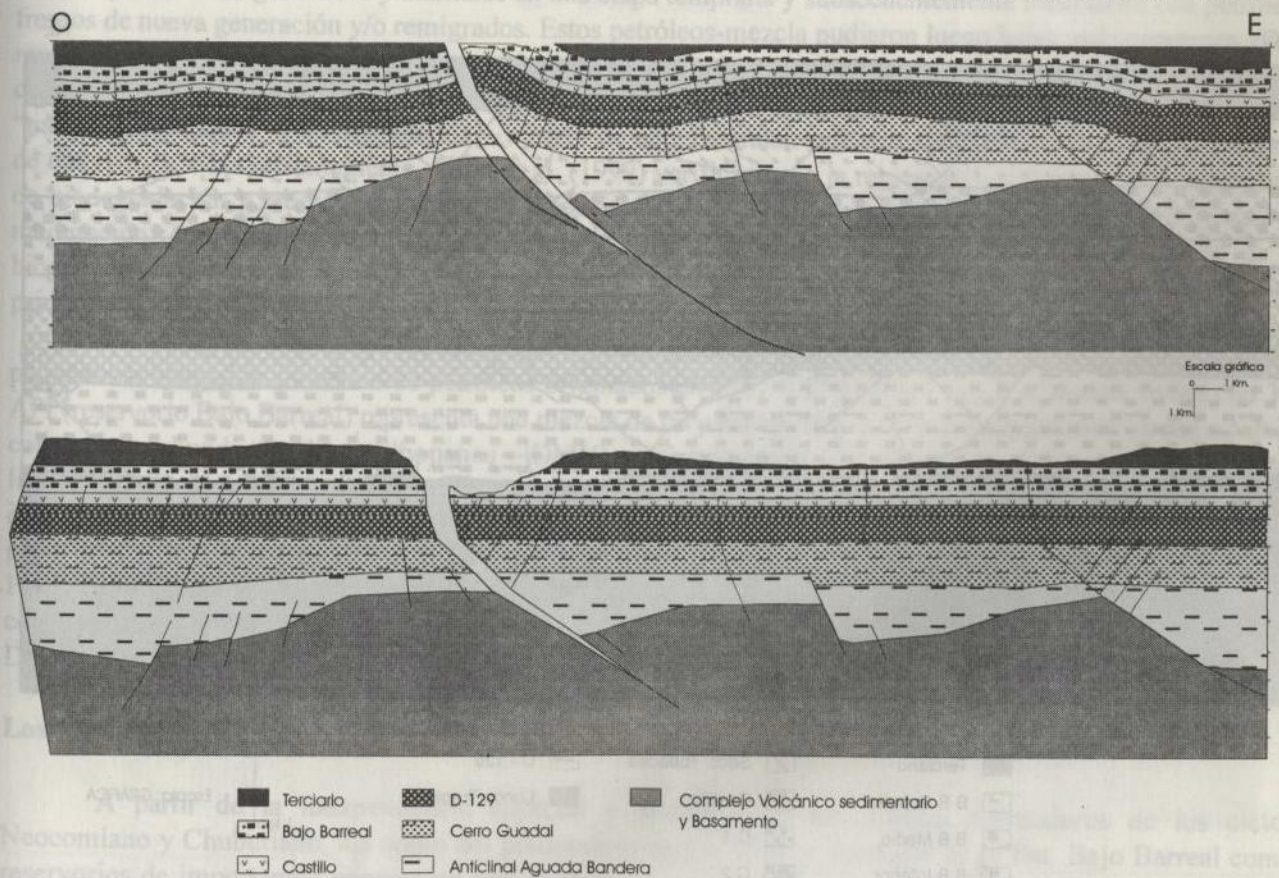


Fig. 17b. Corte balanceado y restituido O-E mostrando la inversión tectónica que afectó a los depocentros neocomianos

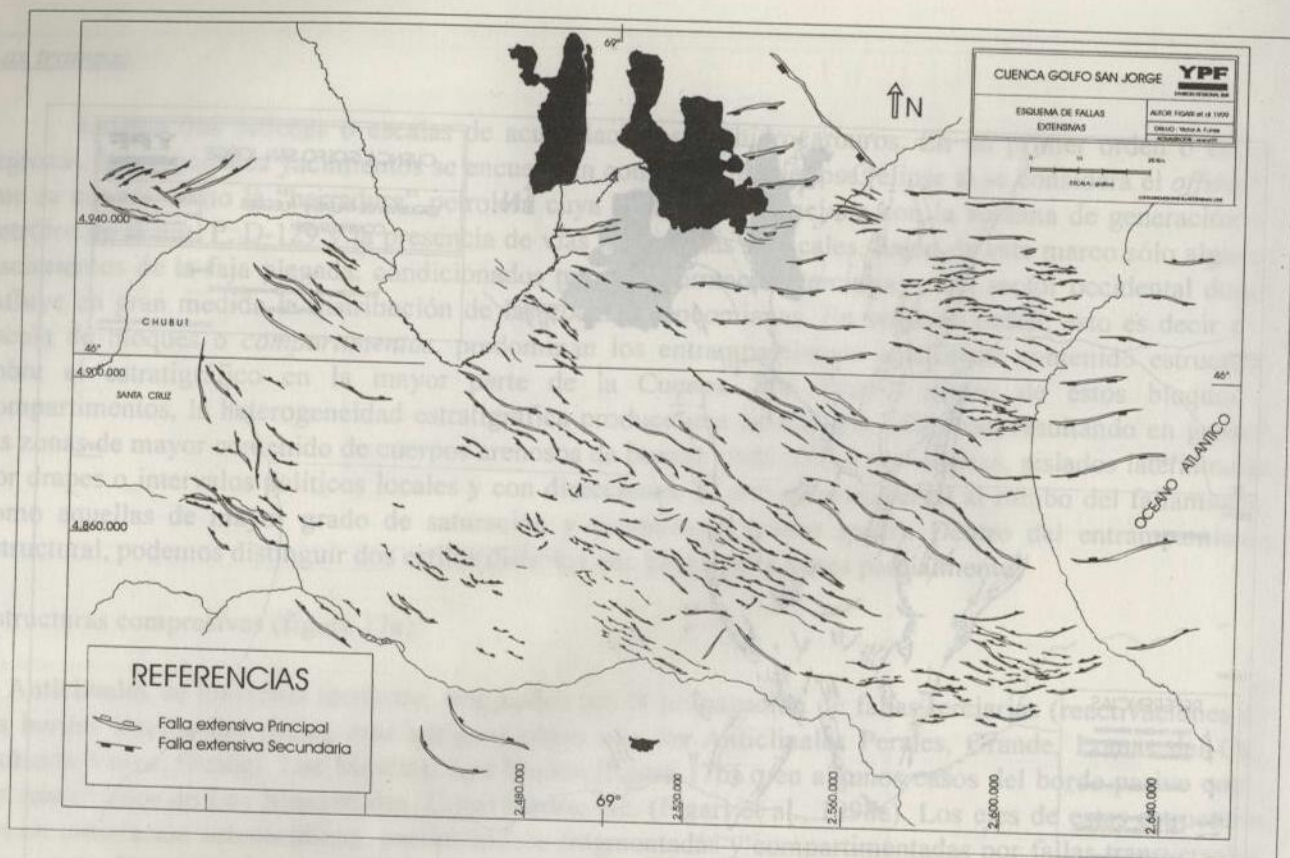


Fig. 18a: Esquema de las principales fallas extensivas de la cuenca, obtenida de información sísmica y de superficie a un nivel cercano al tope de la Fm. Castillo

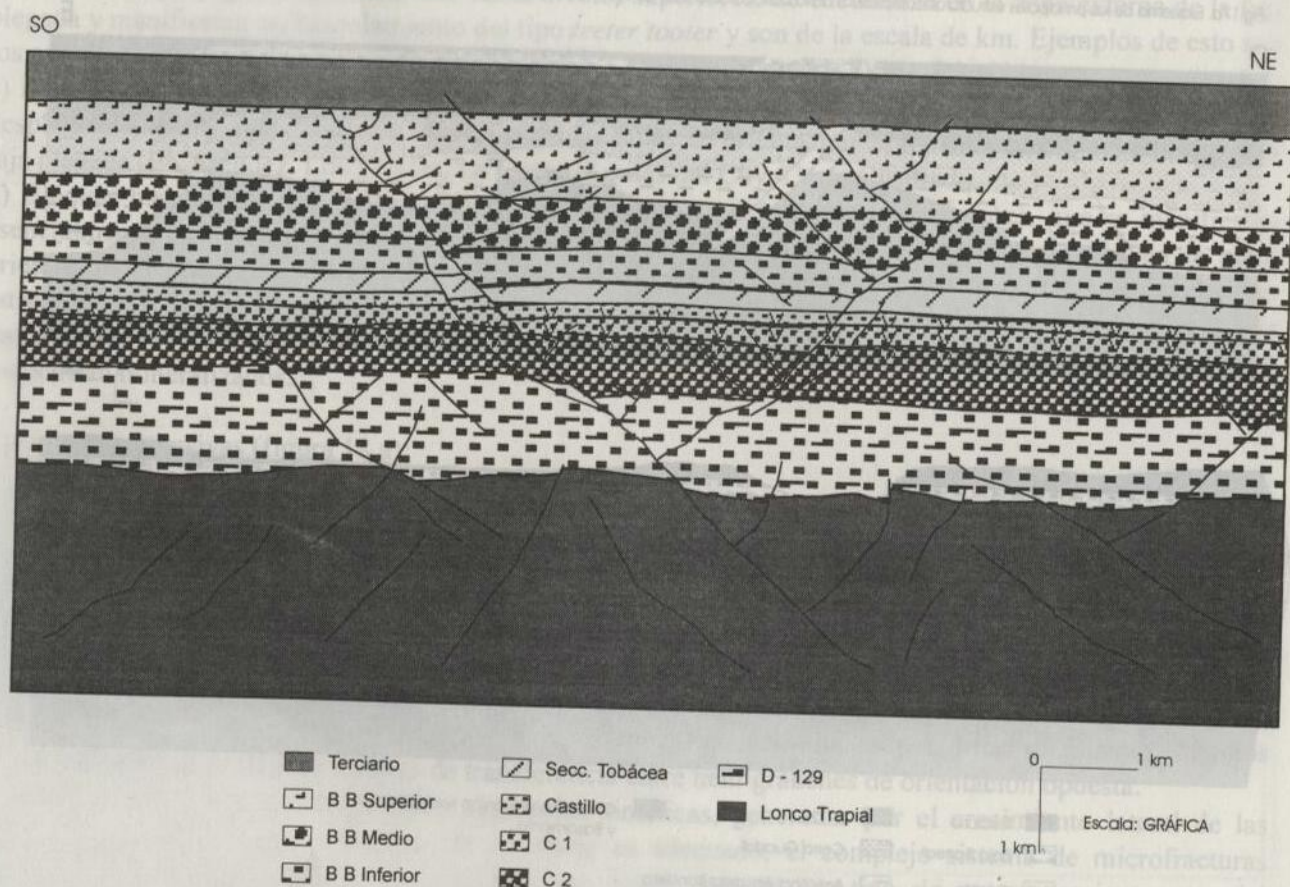


Fig. 18b. Corte SO-NE de una estructura extensiva del flanco Sur, mostrando la complejidad del fallamiento conjugado en los niveles superiores

e) Bordes Flexurales: Plegamiento pasivo en los bordes inactivos de los hemigrábenes. Es una estructura importante para los objetivos profundos en D-129 y el Neocomiano.

Origen y biodegradación de los petróleos

Desde el punto de vista genético, se definen claramente en la cuenca dos familias de petróleos (figura 19a). Por un lado, petróleos entrampados en Bajo Barreal en la zona occidental, generados en los niveles lacustres de la Formación A. Aguada Bandera conteniendo materia orgánica mixta acuática-terrestre, depositada en condiciones de moderada anoxicidad a suboxicidad. Por otro, los petróleos derivados de materia orgánica algal-lacustre predominante y contribución terrígena variable, acumulada en ambientes anóxicos, salobres y con influencia carbonática, de la Formación D-129. Estos últimos constituyen la inmensa mayoría de los hidrocarburos descubiertos en la cuenca y están entrampados en reservorios de Bajo Barreal y, en mucho menor medida, de Mina del Carmen, en los flancos norte y sur. Hacia el extremo sudoccidental de la cuenca, diversas acumulaciones de Bajo Barreal muestran la impronta de petróleos con contribución mixta Aguada Bandera - D 129.

En forma general, los petróleos de la cuenca son pesados a medios, con densidades API en un rango típico de 15-30° para los de Bajo Barreal. El rango es algo más extendido (hasta 38° API, i.e. petróleos livianos) para los acumulados en Mina del Carmen. Los petróleos son parafínicos a parafínico-nafténicos y/o asfálticos, debido a la intensidad de biodegradación, desde leve a severa, que se registra a lo largo de las zonas productivas. Los procesos de alteración en el reservorio, especialmente la degradación biológica, han sido una constante en la historia de generación y acumulación de la cuenca y su efecto ha tenido fuerte influencia en la calidad y tipo de petróleos producidos. La difundida existencia de biodegradación fue acreditada en diversas publicaciones (Mier, 1982; Philp, 1983; Yllanez et al. 1989; Fitzgerald et al., 1990). En mayor detalle, Villar et al. (1996) documentaron los fundamentos de estos procesos de alteración para áreas del Flanco Sur, concluyendo que los hidrocarburos estudiados resultaron de procesos complejos de biodegradación y mezcla activos a lo largo de extensos períodos del tiempo geológico. Sus evidencias cromatográficas y moleculares les indicaron que las acumulaciones responden a mezclas de petróleos intensamente biodegradados (del tipo "tar-sand") que han sido generados y alterados en una etapa temprana y subsecuentemente mezclados con petróleos frescos de nueva generación y/o remigrados. Estos petróleos-mezcla pudieron luego haber sido expuestos a una renovada biodegradación o a procesos de lavado por agua. Los autores también estiman, mediante la concentración relativa de desmetilhopanos (25-norhopanos), las proporciones de petróleos "paleobiodegradados" y no degradados y, a partir de ello, formulan modelos conceptuales de carga del sistema de reservorios. Más recientemente, Jalfin et al. (1999) verificaron en la región de Las Heras que las improntas de biodegradación y mezcla presentan una disposición geográfica relacionada a la evolución de las zonas de maduración, con aumento de paleobiodegradación hacia el centro de cuenca y mayor intensidad de la biodegradación moderna hacia los márgenes, de lo cual infirieron un control vinculado tanto al proceso primario de migración y carga como a la actividad tectónica que condicionó la biodegradación.

En la figura 19b se presentan datos cromatográficos y de biomarcadores que muestran distintos patrones de alteración y mezcla de petróleos originados en D-129. El petróleo moderadamente liviano de 30° API (reservorio Bajo Barreal) representa una mezcla de un petróleo intensamente biodegradado (arena asfáltica conteniendo abundantes desmetilhopanos - DMH) resolubilizado por al menos una carga de petróleo fresco liviano no alterado. Por otro lado, el petróleo de 20° API (reservorio Bajo Barreal) también es una mezcla con componente paleobiodegradado asfáltico aparentemente menor (DMH disminuido) que experimentó un proceso renovado de biodegradación luego de la mezcla, drenándolo en n-parafinas y convirtiéndolo en pesado. Por último, el petróleo de 37° API (reservorio Mina El Carmen) es un petróleo liviano, no alterado, con alto componente ceroso y madurez más elevada, que no denota evidencias ni de paleobiodegradación (ausencia de DMH) ni de procesos de biodegradación más moderna.

Los Sistemas Petroleros

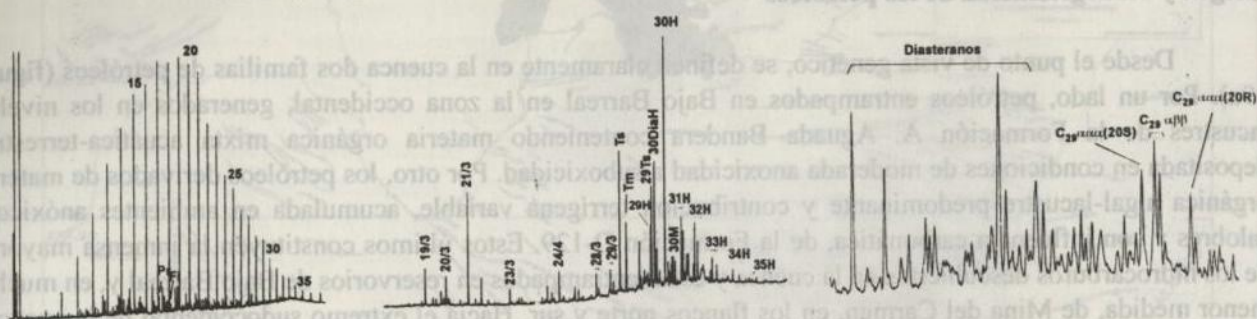
A partir de la independencia espacial y evolutiva de los niveles generadores de los ciclos Neocomiano y Chubutiano, así como del predominio de los cuerpos arenosos de la Fm. Bajo Barreal como reservorios de importancia económica casi exclusivos para toda la cuenca, se pueden definir dos sistemas petroleros principales siguiendo la terminología de Magoon y Dow (1994): D-129-Bajo Barreal (!) y Aguada Bandera-Bajo Barreal (!). Recientes estudios de petróleos de la Formación Mina El Carmen

Extracto de Anticlinal Aguada Bandera

GC saturados

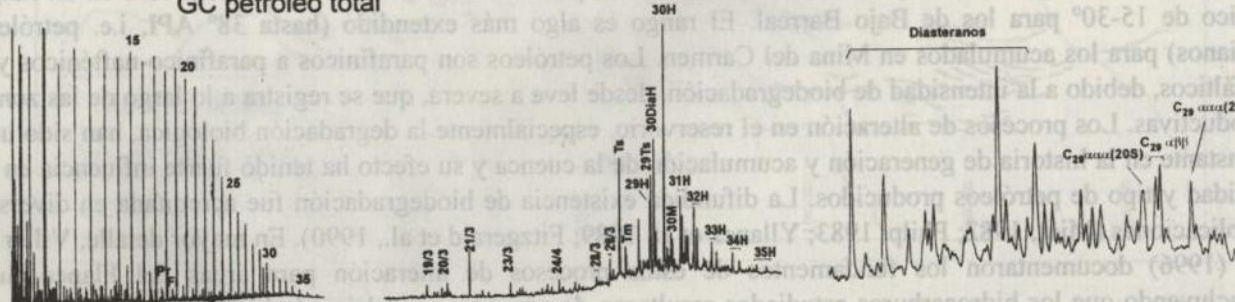
Triterpanos m/z 191

Esteranos m/z 217



Petróleo de Bajo Barreal

GC petróleo total



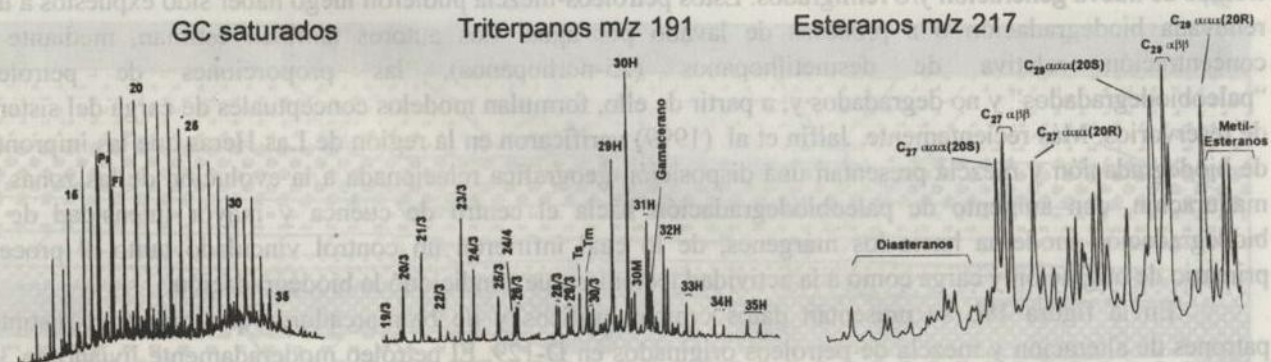
Extracto de D-129

Adaptado de Villar et al. (1996)

GC saturados

Triterpanos m/z 191

Esteranos m/z 217



Petróleo de Bajo Barreal

GC Petróleo total

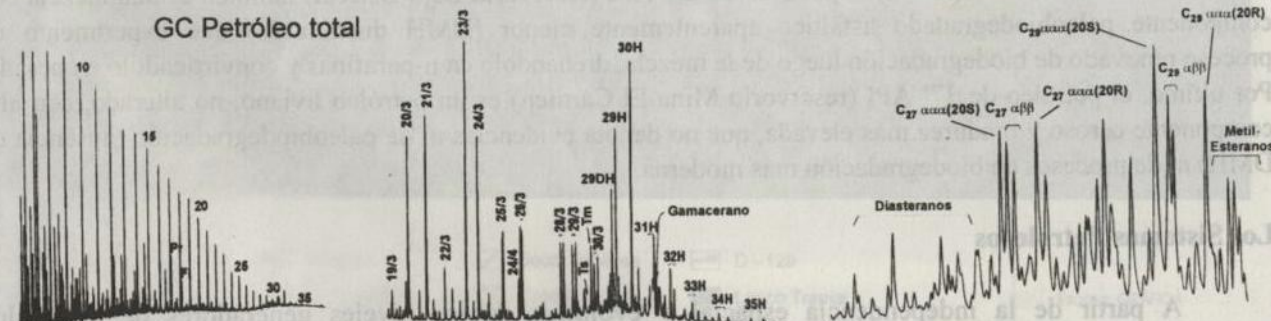


Fig.19a. Cromatogramas de gas y *fingerprints* de biomarcadores mostrando la correlación entre extractos de A.A. Bandera - petróleos de Bajo Barreal y extractos de D 129 - petróleos de Bajo Barreal, respectivamente.

GC petróleo total

**Petróleo-mezcla
30° API**

**Reservorio
Bajo Barreal**

Petróleo resultante de la
mezcla entre un petróleo
intensamente biodegradado
y un petróleo no alterado.

**Petróleo-mezcla
biodegradado
20° API**

**Reservorio
Bajo Barreal**

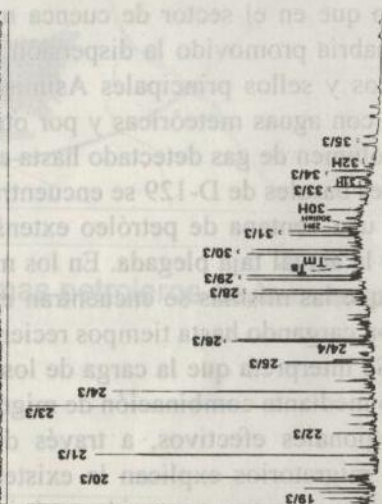
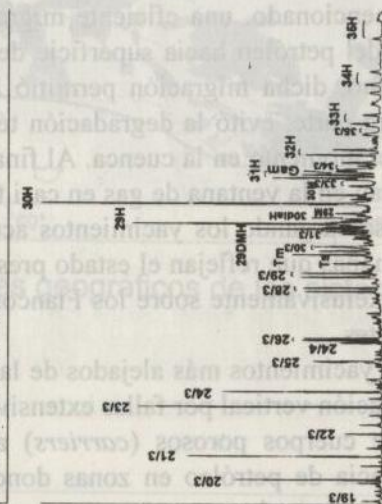
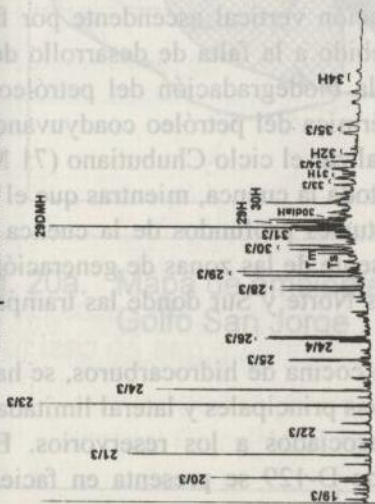
Biodegradación renovada
de mezcla de petróleos
no degradados e inten-
samente biodegradados.

**Petróleo
sin alteración
37° API**

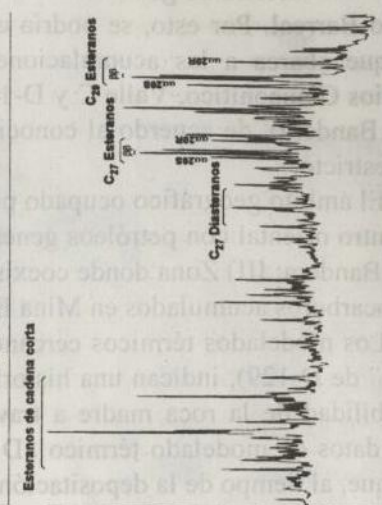
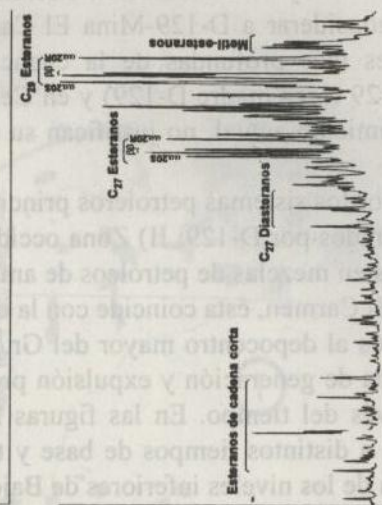
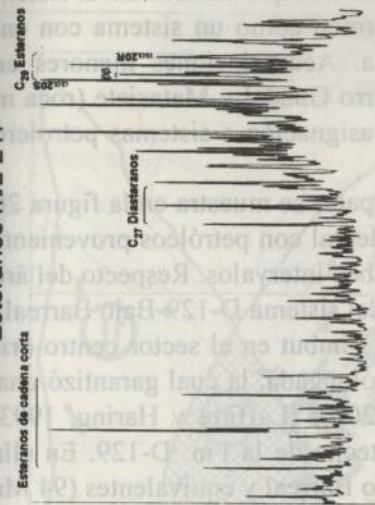
**Reservorio
Mina El Carmen**

Petróleo ceroso ("waxy")
no degradado.

Triterpanos m/z 191



Esteranos m/z 217



Modificado de Villar et al. (1998)

Fig.19b. Cromatogramas de gas y fingerprints de biomarcadores mostrando tipos de petróleos con distintos grados de alteración.

muestran una historia de generación en D-129 y de acumulación diferente a la que caracteriza al sistema D-129-Bajo Barreal. Por esto, se podría considerar a D-129-Mina El Carmen como un sistema con entidad propia que abarca a las acumulaciones más profundas de la cuenca. Acumulaciones menores en los reservorios Glauconítico, Valle C y D-129 (roca madre D-129) y en Cerro Guadal y Matasiete (roca madre Aguada Bandera), de acuerdo al conocimiento actual, no justifican su asignación a sistemas petroleros en sentido estricto.

El ámbito geográfico ocupado por los sistemas petroleros principales se muestra en la figura 20a: I) Zona centro oriental con petróleos generados por D-129; II) Zona occidental con petróleos provenientes de Aguada Bandera; III) Zona donde coexisten mezclas de petróleos de ambos intervalos. Respecto del área de los hidrocarburos acumulados en Mina El Carmen, ésta coincide con la del sistema D-129-Bajo Barreal.

Los modelados térmicos cercanos al depocentro mayor del Gr. Chubut en el sector centro-oriental ("cocina" de D-129), indican una historia de generación y expulsión prolongada, la cual garantizó una alta convertibilidad de la roca madre a través del tiempo. En las figuras 20b-f (Laffitte y Haring, 1993), se mapean datos de modelado térmico 1D a distintos tiempos de base y techo de la Fm. D-129. En ellas se aprecia que, al tiempo de la depositación de los niveles inferiores de Bajo Barreal y equivalentes (94 Ma), la base de D-129 estaba en la ventana de generación de gas y el tope en la ventana de petróleo. Los autores proponen que en el sector de cuenca mencionado, una eficiente migración vertical ascendente por fallas activas habría promovido la dispersión del petróleo hacia superficie debido a la falta de desarrollo de los reservorios y sellos principales. Asimismo, dicha migración permitió la biodegradación del petróleo por contacto con aguas meteóricas y por otra parte, evitó la degradación térmica del petróleo coadyuvando al escaso volumen de gas detectado hasta el momento en la cuenca. Al finalizar el ciclo Chubutiano (71 Ma.), los niveles basales de D-129 se encuentran en la ventana de gas en casi toda la cuenca, mientras que el tope presenta una ventana de petróleo extensa cargando los yacimientos actuales profundos de la cuenca y el borde de la actual faja plegada. En los mapas que reflejan el estado presente de las zonas de generación, se observa que las mismas se encuentran exclusivamente sobre los Flancos Norte y Sur donde las trampas se estuvieron cargando hasta tiempos recientes.

Se interpreta que la carga de los yacimientos más alejados de la cocina de hidrocarburos, se habría realizado mediante combinación de migración vertical por fallas extensivas principales y lateral limitada por sellos regionales efectivos, a través de cuerpos porosos (*carriers*) asociados a los reservorios. Estos procesos migratorios explican la existencia de petróleo en zonas donde D-129 se presenta en facies de borde, con muy escaso contenido orgánico e inmaduras.

En el borde oriental de la faja plegada, próximo a los ricos yacimientos de Los Perales-Las Mesetas, se asume que la roca madre habría expulsado todo su potencial previo a la formación de la mayoría de las grandes estructuras compresivas. Esto sugiere que dicha deformación redistribuyó los hidrocarburos entrampados en antiguas estructuras extensionales. En el sector occidental de la faja plegada, hacia donde se empobrece la calidad generadora de D-129 y crece la importancia del Neocomiano como roca madre, se observan numerosas evidencias de hidrocarburos pero sin detectarse acumulaciones comerciales. Al respecto, Laffitte y Hechem (1993) sugieren que, debido a la elevada madurez del Neocomiano (en ventana de gas al inicio de la inversión tectónica) y a la intensidad de la inversión en el área, se habría producido una pérdida parcial a total de hidrocarburos hacia la superficie.

El análisis de secciones modeladas con el sistema 2D en el centro de cuenca (Strelkov, 1997; Strelkov y Lafourcade, 1998), coinciden en general con los resultados de los modelos 1D mencionados. No obstante, permitió interpretar con claridad la migración y distribución de los fluidos dentro de cada sección a través del tiempo. Según dicho análisis, D-129 generó petróleo a partir de los 100 Ma. y la migración más activa se produjo entre 90 y 65 Ma. Los reservorios de Mina El Carmen, considerados desde el punto de vista exploratorio como el principal objetivo, alcanzan la máxima saturación en petróleo entre los 80 y 45 Ma (figura 21). Para la prospección de dicho objetivo, se considera que la gran profundidad es el principal factor de riesgo para la preservación de los hidrocarburos, junto con la calidad del reservorio desmejorada por pérdida de porosidad y permeabilidad primarias. Secciones modeladas en el borde occidental de la faja plegada incluyen, además de los niveles generadores de D-129, importantes espesores de Aguada Bandera, los cuales habrían generado petróleo a partir de mediados del Cretácico Inferior encontrándose al presente en la ventana de gas (figura 22). En el flanco norte de la cuenca se aplicó la técnica de modelado 2-D a una sección de orientación N-S (figura 23). La expulsión del petróleo comenzó a partir de los 95 Ma., en los sectores más profundos y, a diferencia del modelo de centro de cuenca, donde la saturación en petróleo se concentra en la Fm. Mina El Carmen, aquí predomina el entrampamiento dentro de las Formaciones

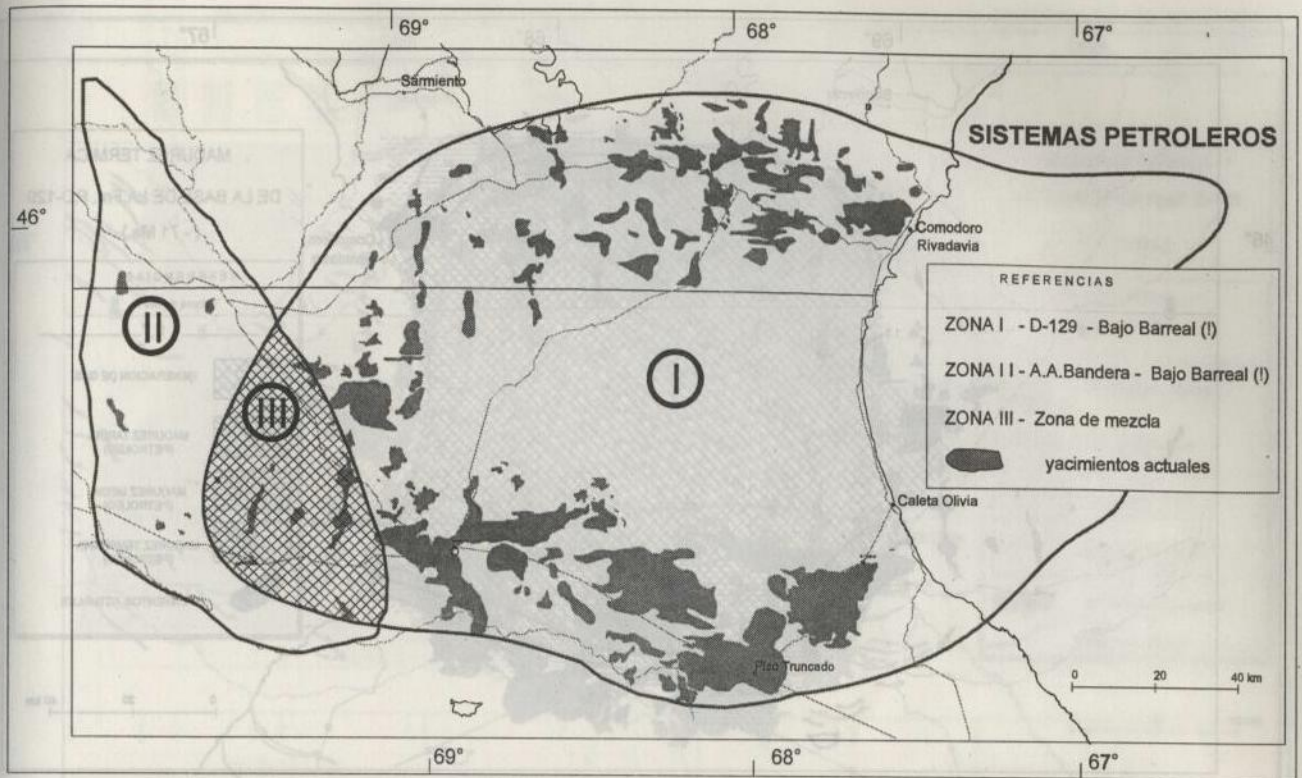


Fig. 20a. Mapa de ambientes geográficos de los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge.

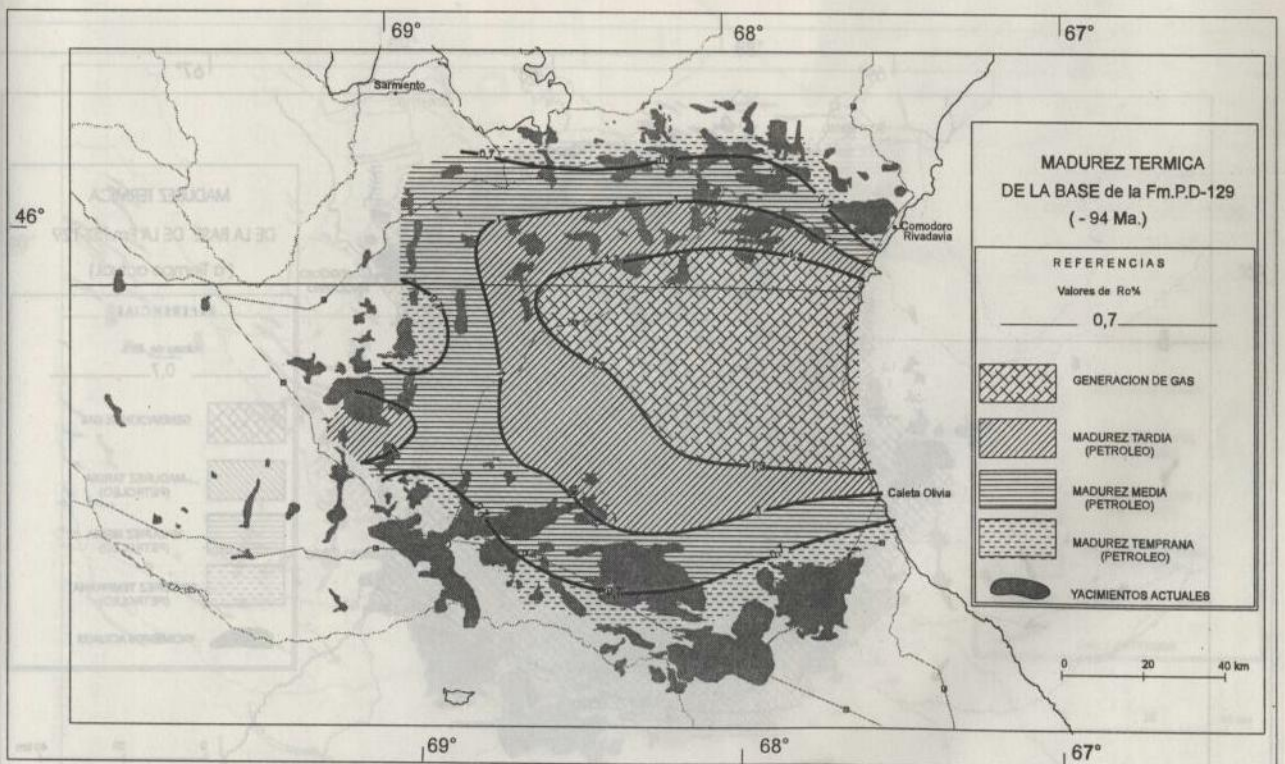


Fig. 20b. Mapa de madurez térmica de la base de la Fm. P.D-129 (- 94 Ma.). Nótese que en el Centro de Cuenca ya se generaba gas y petróleo antes de la deposición de la Fm. Bajo Barreal.

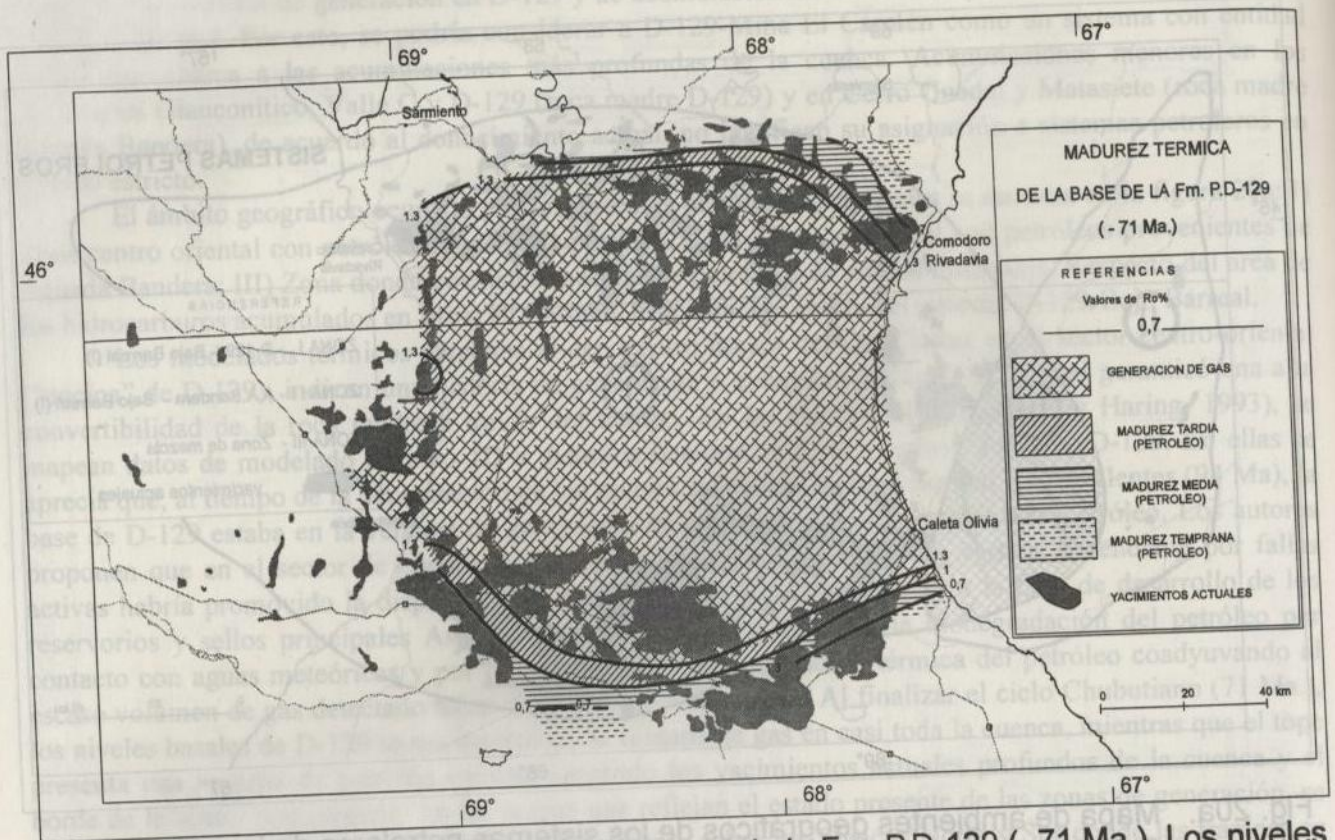


Fig. 20c. Mapa de madurez térmica de la base de la Fm. P.D-129 (- 71 Ma.). Los niveles basales de la Fm P.D-129 ya se encuentran en la ventana de gas en casi toda la cuenca.

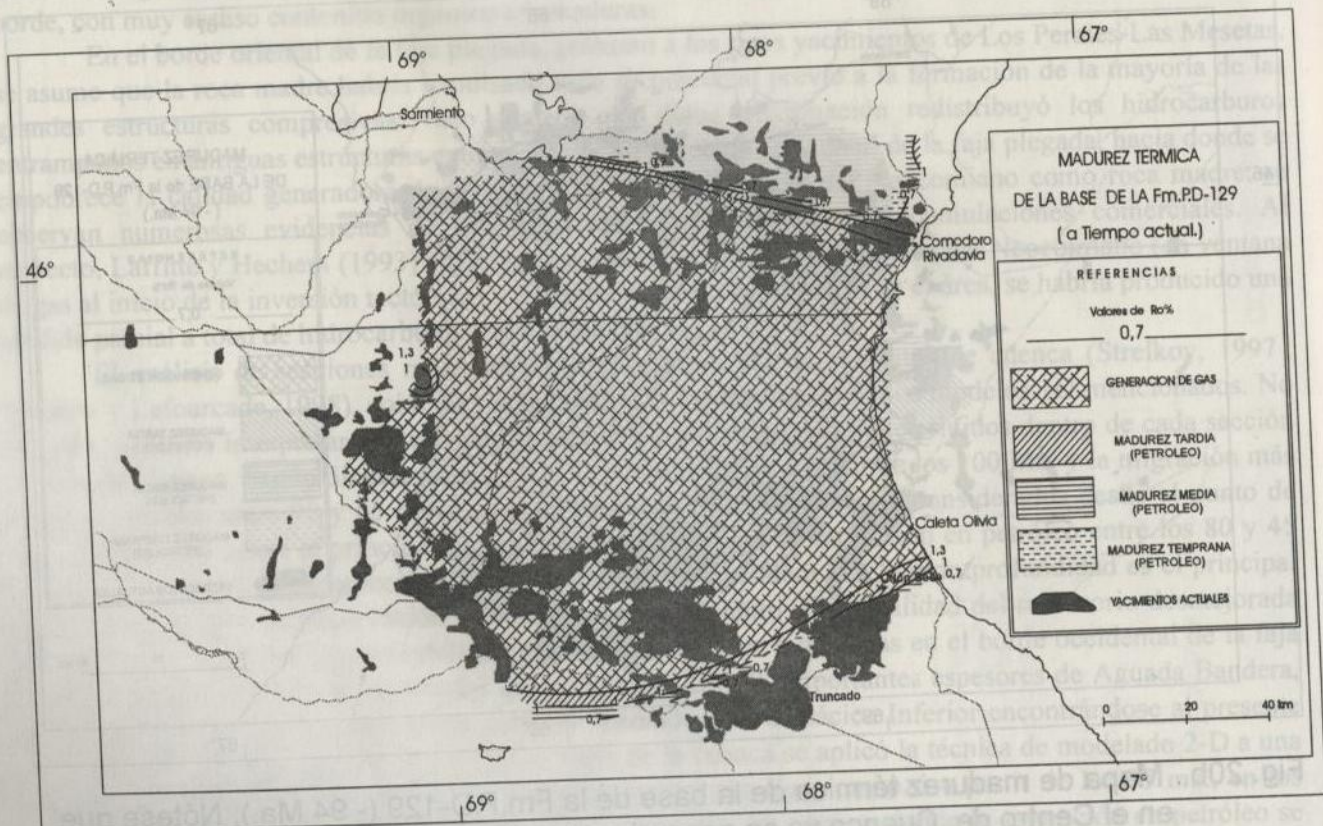


Fig.20d. Mapa de madurez térmica de la base de la Fm P.D-129 (a tiempo actual)

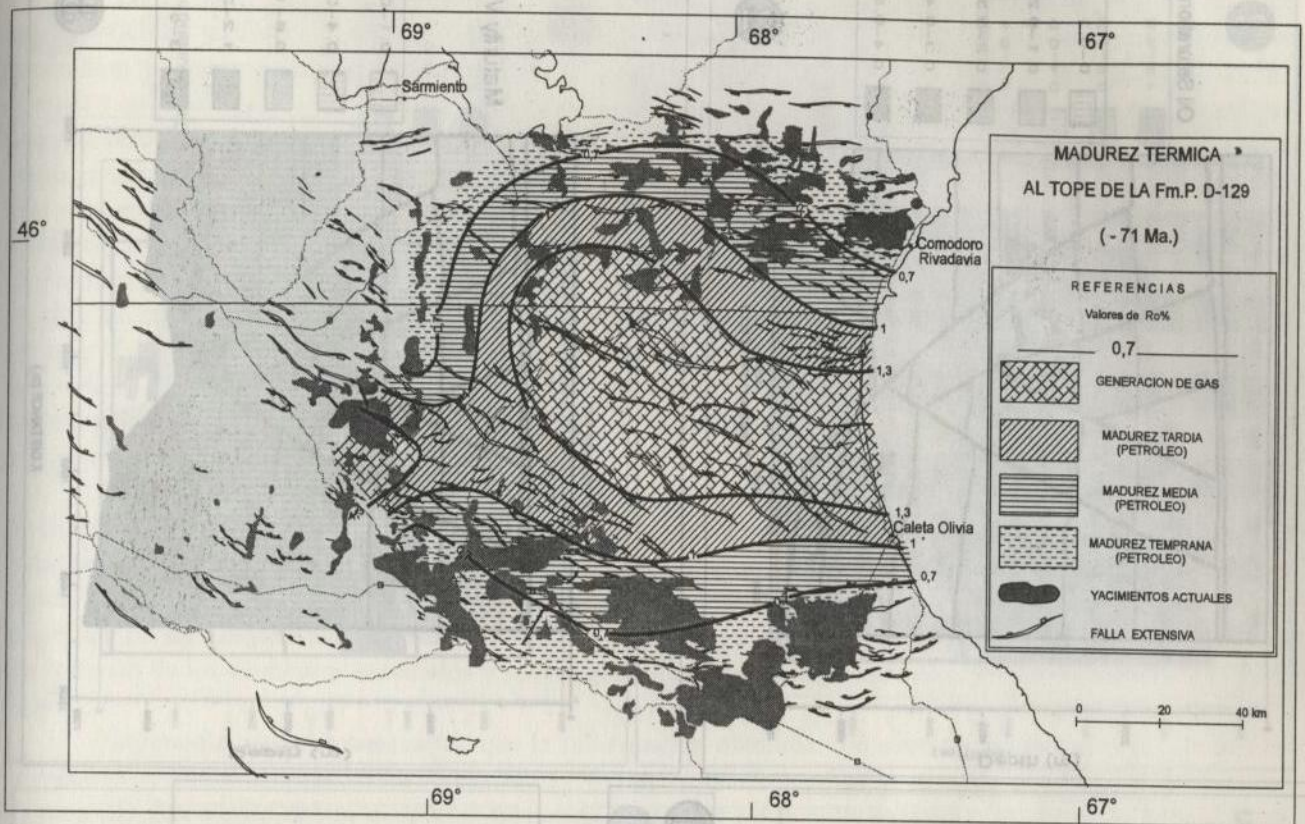


Fig.20e. Mapa de madurez térmica al tope de la Fm.P.D-129 (-71 Ma.). Los niveles superiores de esta unidad, se encuentran en una extensa ventana de petróleo cargando los yacimientos actuales más profundos de la cuenca y el borde de la actual Faja Plegada.

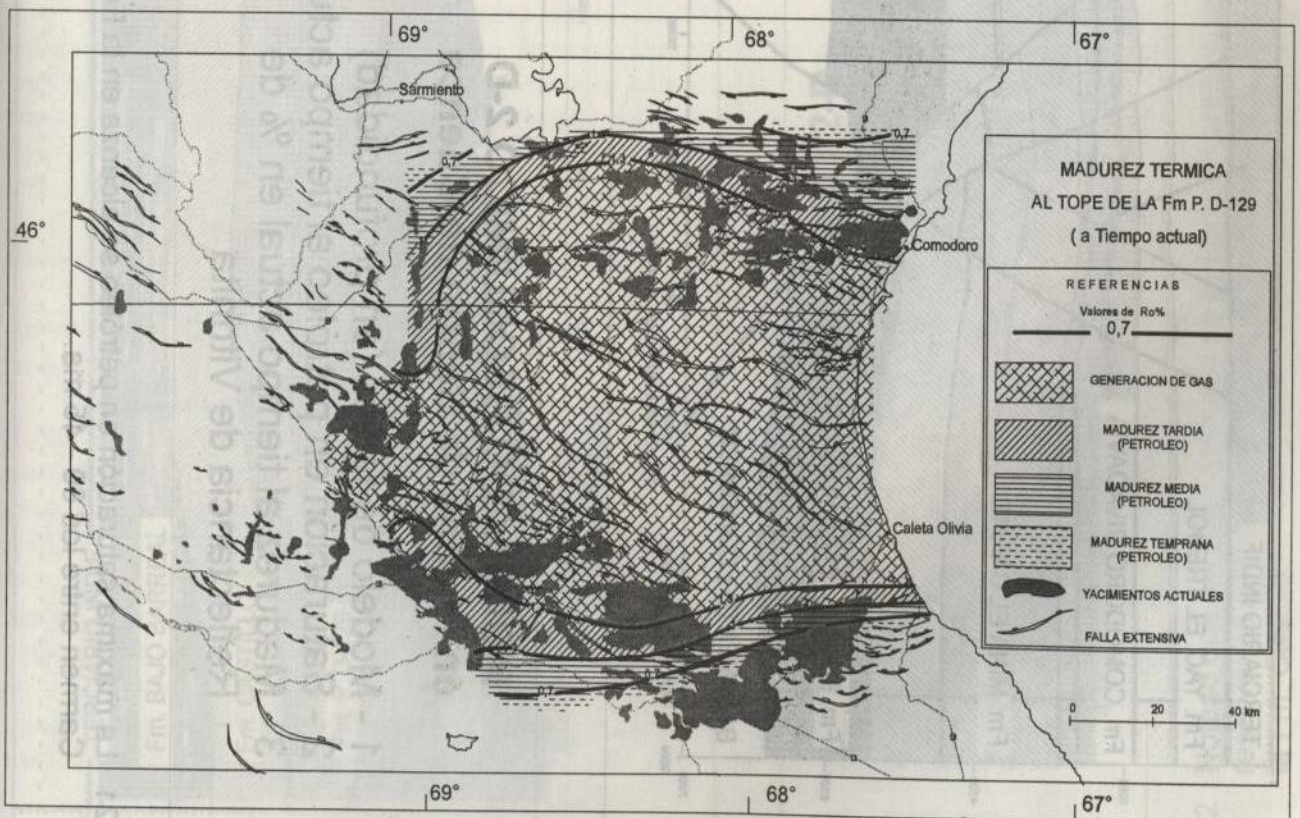
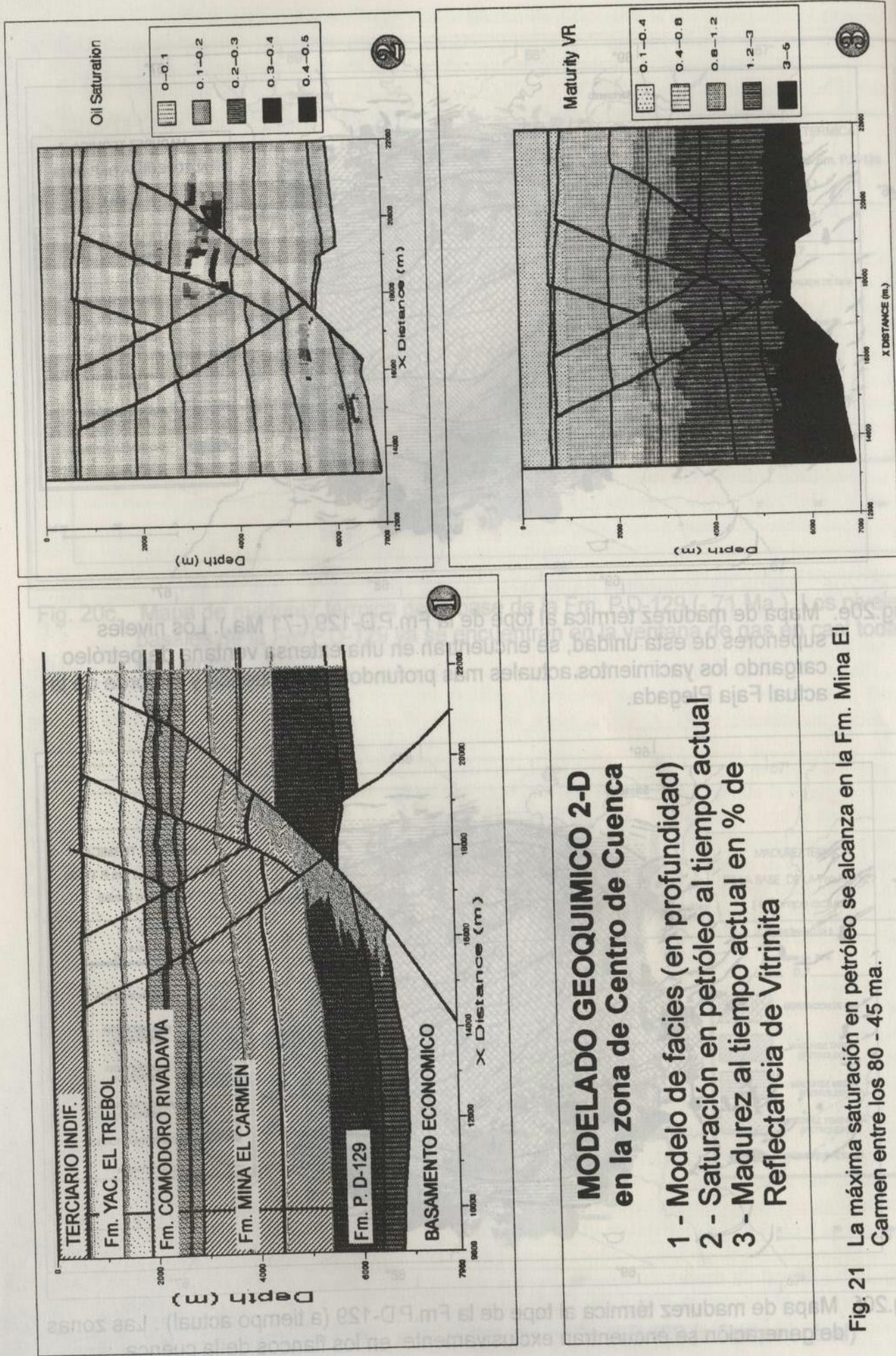


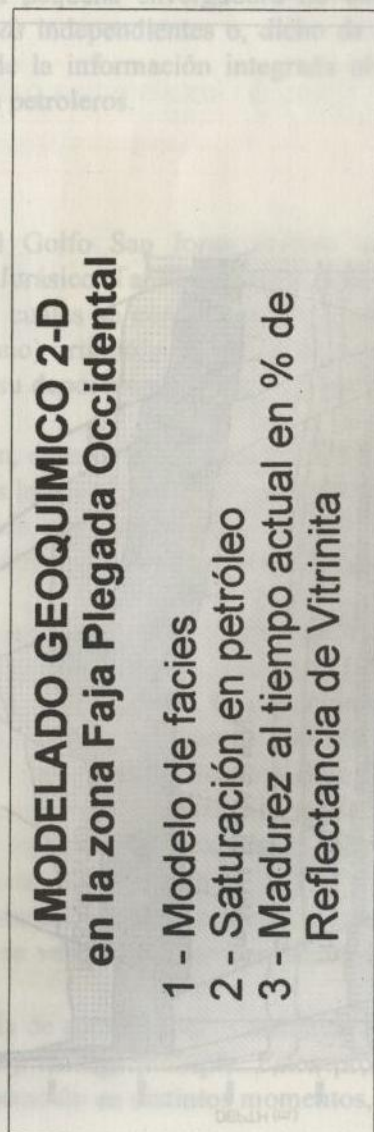
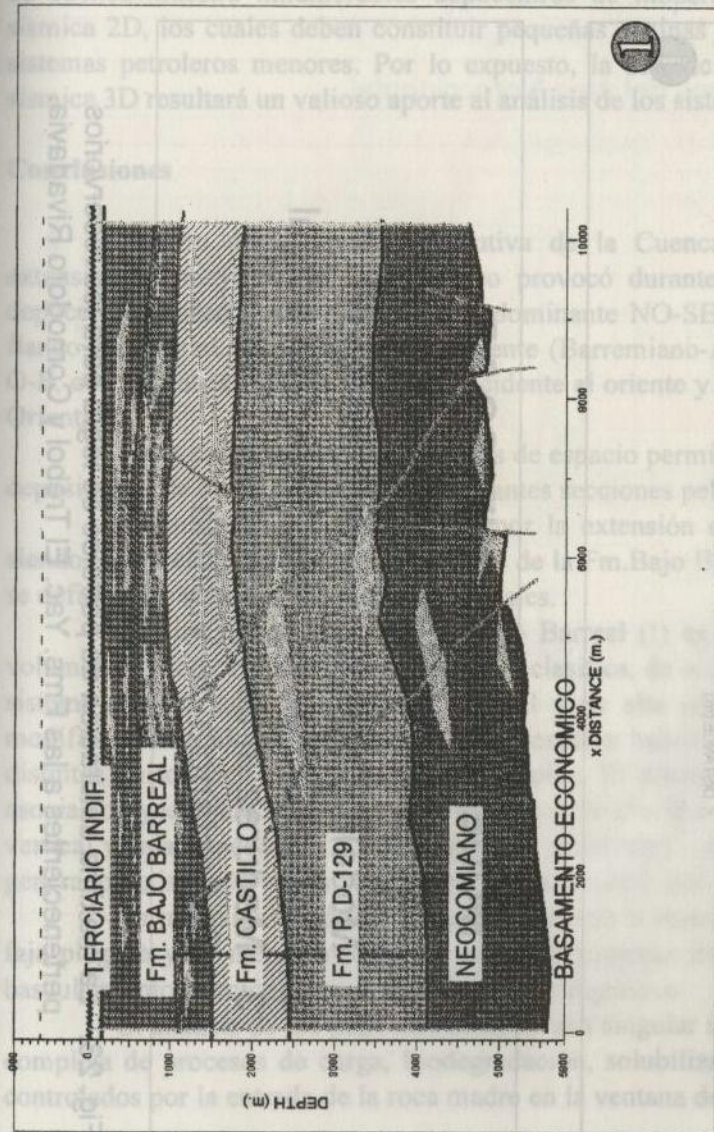
Fig.20f. Mapa de madurez térmica al tope de la Fm.P.D-129 (a tiempo actual). Las zonas de generación se encuentran exclusivamente en los flancos de la cuenca.



MODELADO GEOQUIMICO 2-D en la zona de Centro de Cuenca

- 1 - Modelo de facies (en profundidad)
- 2 - Saturación en petróleo al tiempo actual
- 3 - Madurez al tiempo actual en % de Reflectancia de Vitrinita

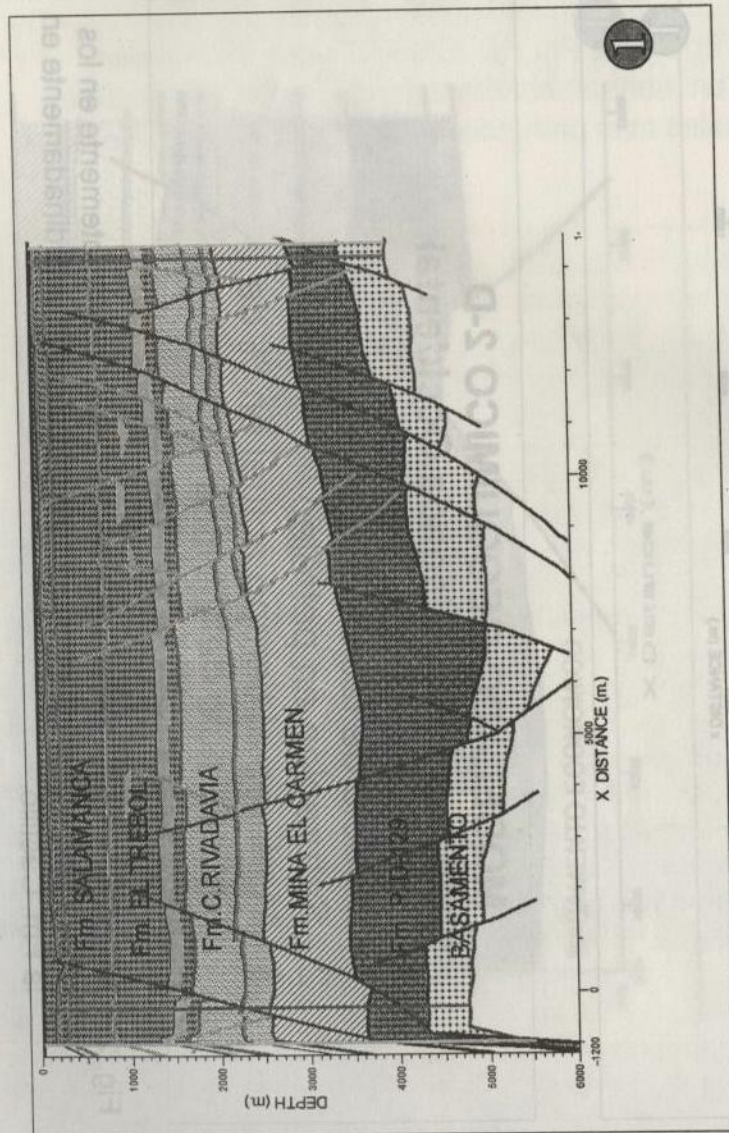
Fig. 21 La máxima saturación en petróleo se alcanza en la Fm. Mina El Carmen entre los 80 - 45 ma.



MODELADO GEOQUIMICO 2-D en la zona Faja Plegada Occidental

- 1 - Modelo de facies
- 2 - Saturación en petróleo
- 3 - Madurez al tiempo actual en % de Reflectancia de Vitrinita

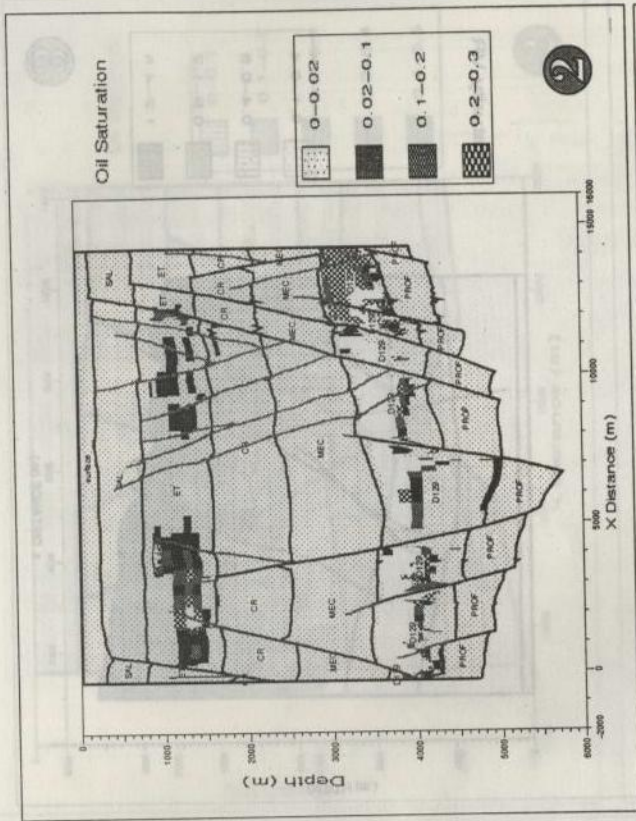
Fig. 22 Nótese que los hidrocarburos se entrapan preferentemente en los reservorios multicapa de la Fm. Bajo Barreal y subordinadamente en la Fm. Castillo.



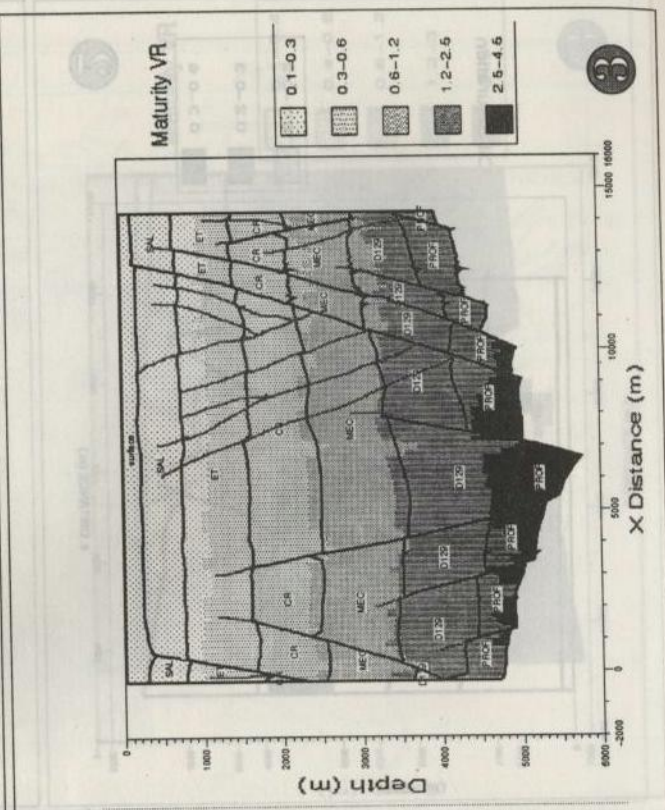
1

MODELADO GEOQUIMICO 2-D en el Flanco Norte

- 1 - Modelo de facies (en profundidad)
- 2 - Saturación en petróleo al tiempo actual
- 3 - Madurez al tiempo actual en % de Reflectancia de Vitrinita



2



3

Fig. 23. La máxima saturación de petróleo se logra para los reservorios pertenecientes a las Fms. Yac. El Trébol y Comodoro Rivadavia.

Yacimiento El Trébol y Comodoro Rivadavia.

En el flanco occidental de la cuenca, para el sistema petrolero Aguada Bandera-Bajo Barreal, los datos analíticos y modelados térmicos evidencian contenido orgánico moderado, escaso volumen de roca generadora y madurez térmica temprana a media (Laffitte, 1994; Figari et al., 1996 y Sylwan et al., 1998). Tomados en su conjunto, dichos parámetros podrían ser responsables, al menos parcialmente, de las escasas reservas detectadas hasta el momento. Sin embargo, se registran algunas diferencias entre distintos depocentros como el caso observado al comparar las cubetas Río Mayo-La Greta y Los Monos Norte-La Confluencia. Mientras en la primera Aguada Bandera muestra una madurez térmica intermedia dentro de la ventana de petróleo (± 0.75 % Ro) entre 2500 a 2900 metros, la segunda se encuentra en la ventana de gas a una profundidad similar. Esta disparidad se debe a que el depocentro Los Monos Norte-La Confluencia soportó una erosión de mayor intensidad en su sección superior, enmascarando el máximo espesor de la columna estratigráfica que controló la madurez térmica de la roca generadora. Asimismo, la mayor madurez térmica en esta cubeta optimiza el desarrollo de la cocina favoreciendo la transformación del querógeno. Este ejemplo muestra la conexión entre una correcta evaluación de los elementos esenciales del sistema petrolero, en este caso la roca de sobrecarga, y el riesgo exploratorio.

En la figura 24a se mapeó la madurez térmica de la roca generadora Aguada Bandera de los depocentros, con el agregado de las posibles vías de migración y las trampas. En dicho mapa se aprecia que cada uno de estos depocentros actúan como *sistemas petroleros independientes* (Ulmishek y Magoon, 1994) donde, si bien comparten columnas estratigráficas análogas, poseen una historia de subsidencia, generación y migración de hidrocarburos diferente, (figuras 24b y c) como así también deformación de distinta intensidad. Un resumen de los elementos esenciales y procesos de los dos sistemas petroleros principales se observa en la figura 25.

Finalmente, se debe considerar que la información obtenida con sísmica 3D en distintas posiciones de cuenca muestra innumerables depocentros de moderada a pequeña envergadura no detectados con sísmica 2D, los cuales deben constituir pequeñas cocinas o *pods* independientes o, dicho de otra manera, sistemas petroleros menores. Por lo expuesto, la utilización de la información integrada obtenida de la sísmica 3D resultará un valioso aporte al análisis de los sistemas petroleros.

Conclusiones

- Dentro de la historia evolutiva de la Cuenca del Golfo San Jorge existen dos episodios extensionales mayores. El más antiguo provocó durante el Jurásico Tardío - Neocomiano numerosos depocentros aislados de orientación predominante NO-SE, los cuales se concentran principalmente en el flanco Occidental. El episodio más reciente (Barremiano-Aptiano) originó una gran cubeta de orientación O-E, con asimetría variable desde el occidente al oriente y con su depocentro principal ubicado en el sector Oriental.

- Estos dos episodios generadores de espacio permitieron, durante estadios de cuenca hambrienta, la depositación de dos unidades con importantes secciones pelíticas lacustres con altos contenidos orgánicos.

- Controlados geográficamente por la extensión de cada una de las rocas madres disponibles y siendo los niveles areno-conglomerádicos de la Fm. Bajo Barreal el reservorio casi excluyente de la cuenca, se definen dos sistemas petroleros principales.

- El sistema petrolero D-129-Bajo Barreal (!) es, por mucho, el más importante en extensión y volumen de hidrocarburos generados. Se lo clasifica, de acuerdo con Demaison y Huizinga (1994), como un sistema sobrecargado, con drenaje vertical y de alta impedancia original (la reactivación de las fallas modificaría esta última definición). La generación habría comenzado hace cerca de 100 Ma y se aceptan distintos pulsos tectónicos y de biodegradación. El sistema petrolero Aguada Bandera-Bajo Barreal (!) se asocia con yacimientos de poca relevancia y se lo clasifica como de carga normal (SPI moderado), drenaje vertical y baja impedancia. En el sector más occidental, este sistema no habría expulsado todo su potencial generador existiendo varias zonas donde la roca madre aún se encuentra inmadura.

- La inversión tectónica terciaria favoreció la remigración del petróleo, principalmente en la actual faja plegada y en menor medida en las zonas externas donde se verifica menor desplazamiento lateral y basculamiento relacionado con dicho evento compresivo.

- El análisis de los petróleos muestra una singular mezcla de composiciones atribuida a una historia compleja de procesos de carga, biodegradación, solubilización y recarga múltiple. Estos procesos fueron controlados por la entrada de la roca madre en la ventana de generación en distintos momentos, reactivación

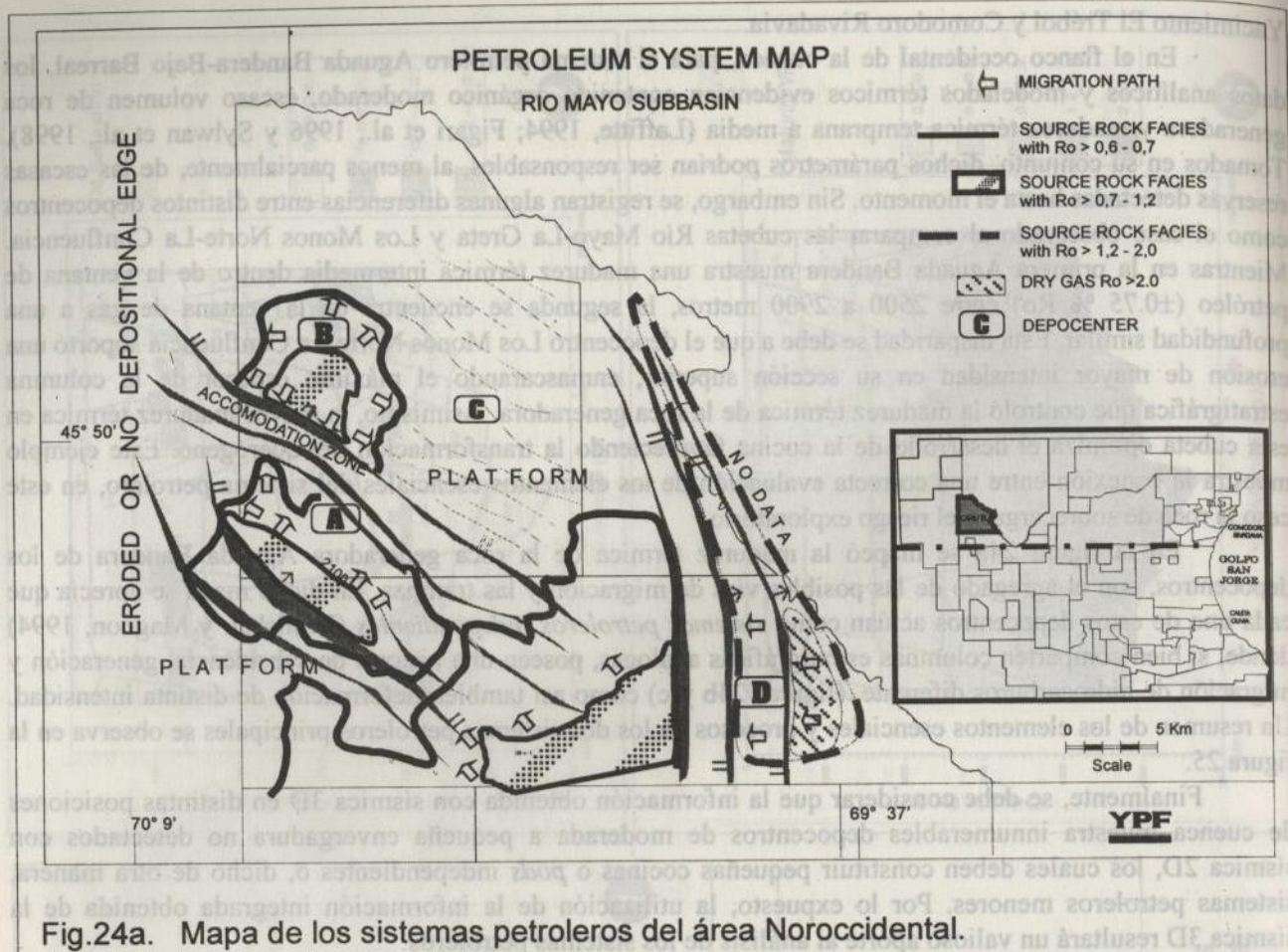


Fig.24a. Mapa de los sistemas petroleros del área Noroccidental.

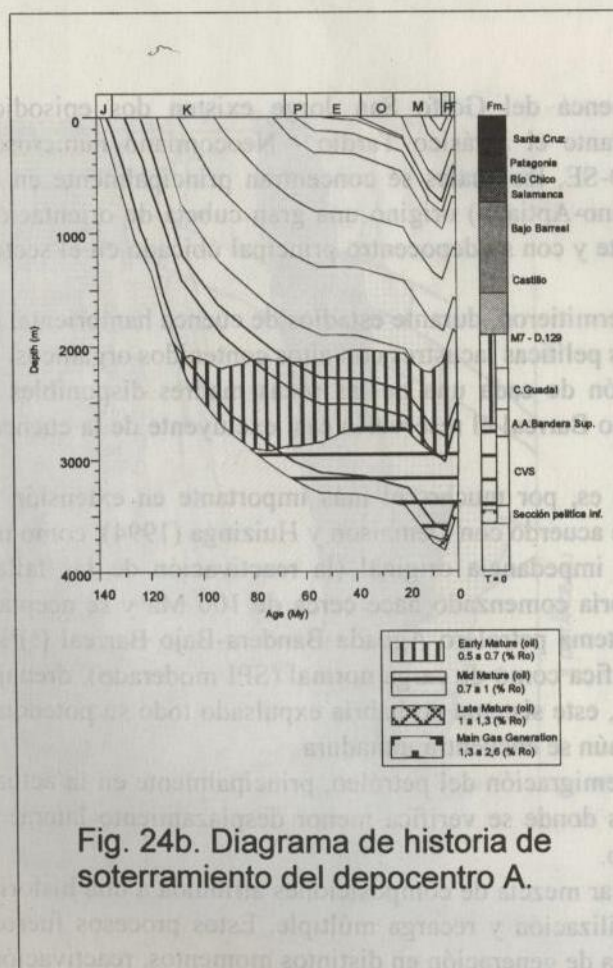


Fig. 24b. Diagrama de historia de soterramiento del depocentro A.

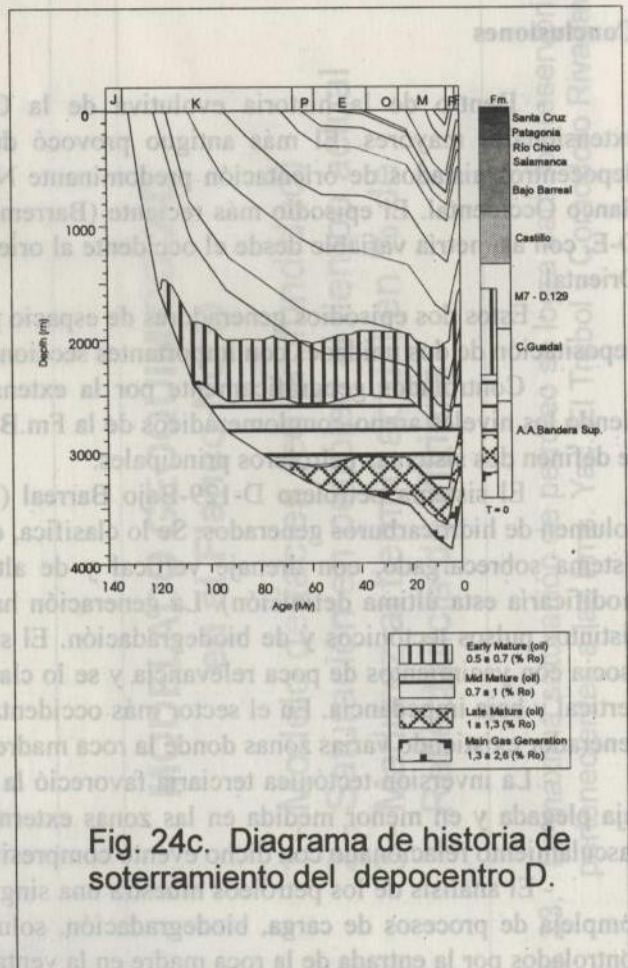
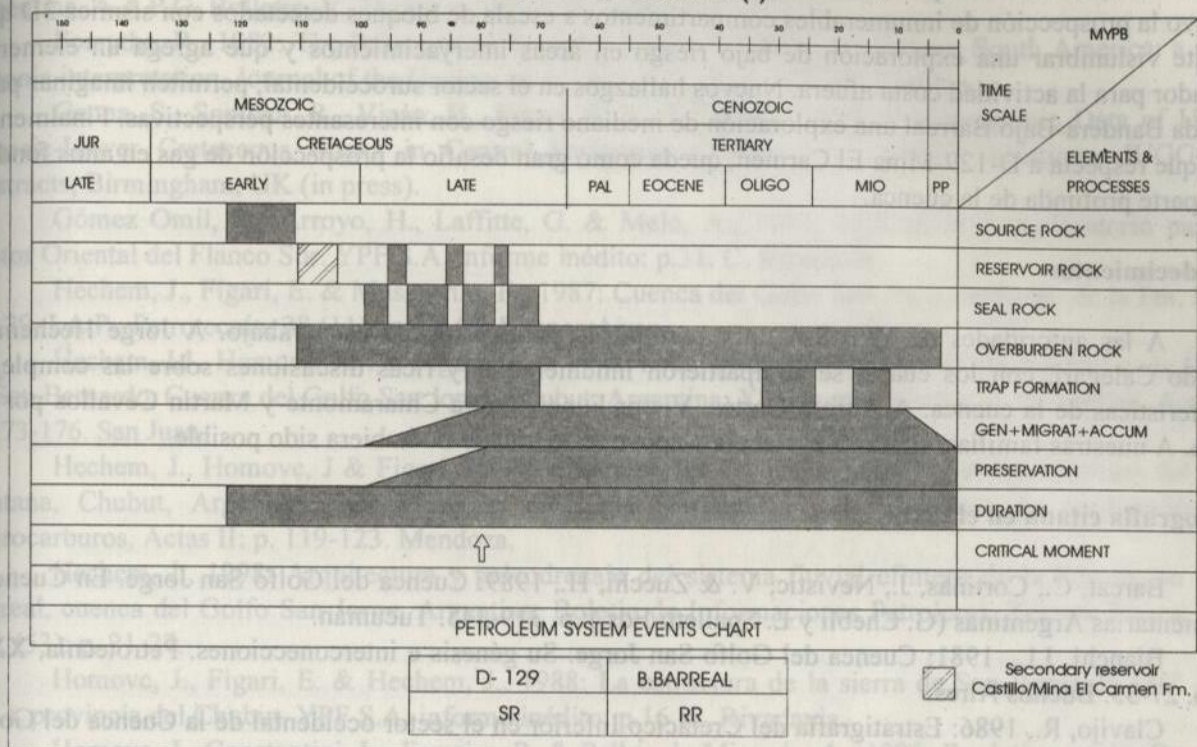


Fig. 24c. Diagrama de historia de soterramiento del depocentro D.

D-129 - B. Barreal (I)



A.A. Bandera - B. Barreal(I)

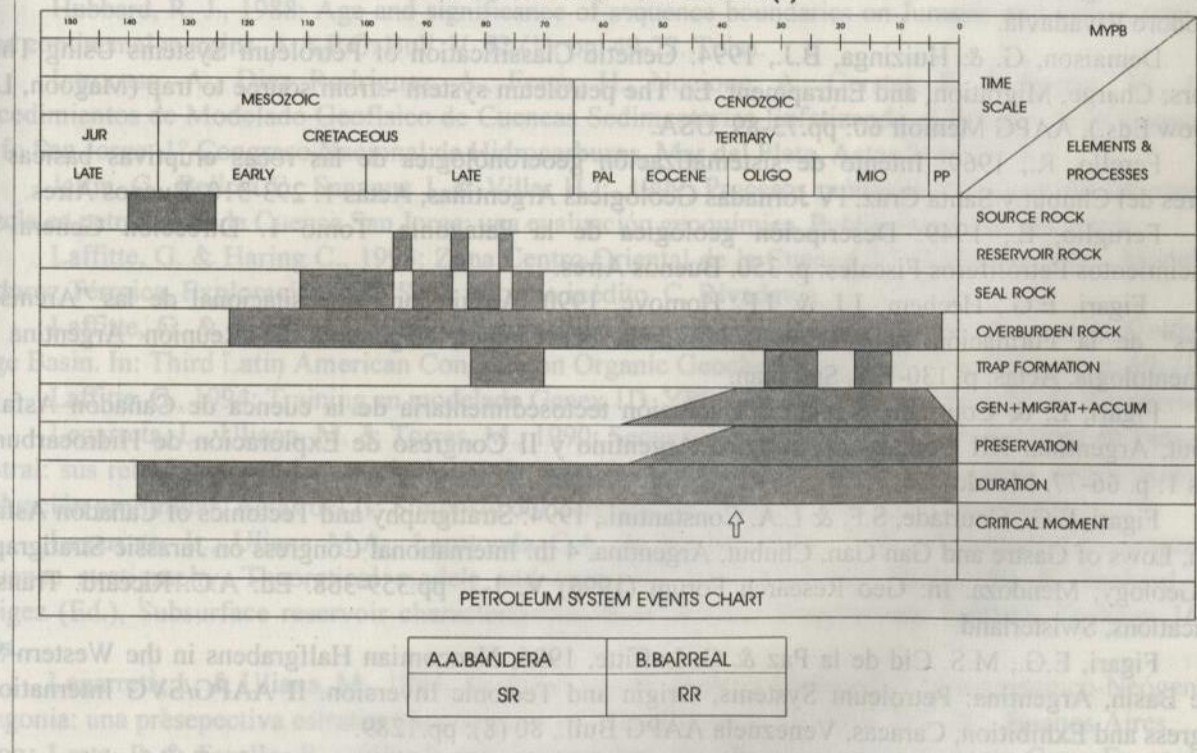


Fig. 25. Diagrama de eventos de los sistemas petroleros principales de la Cuenca del Golfo San Jorge.

de las fallas extensionales, interconectividad de los cuerpos apilados verticalmente y efectividad de los sellos.

- En cuanto a las perspectivas exploratorias, desde del punto de vista de los sistemas petroleros considerados, se destaca que D-129-Bajo Barreal está en un estado exploratorio maduro. Queda como objetivo la prospección de innumerables compartimentos a escala de bloques detectados con sísmica 3D que permite vislumbrar una exploración de bajo riesgo en áreas interyacimientos y que agrega un elemento alentador para la actividad costa afuera. Nuevos hallazgos en el sector suroccidental, permiten imaginar para Aguada Bandera-Bajo Barreal una exploración de mediano riesgo con interesantes perspectivas. Finalmente, en lo que respecta a D-129-Mina El Carmen, queda como gran desafío la prospección de gas en altos fondos de la parte profunda de la cuenca.

Agradecimientos

A las autoridades de YPF S.A., por permitir la publicación de este trabajo. A Jorge Hechem y Ricardo Calegari, con los cuales se compartieron innumerables y ricas discusiones sobre las complejas características de la cuenca. A Aurora Cortés, Víctor Funes, Laura Chiaramonte y Martín Cevallos por su ayuda. A nuestras familias, sin cuya paciencia y apoyo, este trabajo no hubiera sido posible.

Bibliografía citada en el texto

- Barcat, C., Cortiñas, J., Nevistic, V. & Zucchi, H., 1989: Cuenca del Golfo San Jorge. En Cuencas Sedimentarias Argentinas (G. Chebli y L. Spalletti Eds.): p. 319-345. Tucumán.
- Bianchi, J.L., 1981: Cuenca del Golfo San Jorge. Su génesis e interconexiones. *Petrotecnia*, XXII (8): p. 27-35. Buenos Aires.
- Clavijo, R., 1986: Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge. B.I.P. N° 9: p. 15-32. Buenos Aires.
- Chelotti, L. 1996: Evolución Tectónica de la Cuenca del Golfo San Jorge en el Cretácico y Terciario: Algunas Observaciones desde la Interpretación Sísmica. YPF S.A., informe inédito: p. 26. Comodoro Rivadavia.
- Demaison, G. & Huizinga, B.J., 1994: Genetic Classification of Petroleum Systems Using Three Factors: Charge, Migration, and Entrapment. En *The petroleum system - from source to trap* (Magoon, L. y W. Dow Eds.), AAPG Memoir 60: pp.73-89. USA.
- Ferello, R., 1969: Intento de sistematización geocronológica de las rocas eruptivas básicas en sectores del Chubut y Santa Cruz. IV Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 1: 293-310. Buenos Aires.
- Feruglio, E., 1949: Descripción geológica de la Patagonia. Tomo 1. Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales: p. 350. Buenos Aires.
- Figari, E.G., Hechem, J.J. & J.F. Homovc, 1990: Arquitectura depositacional de las "Areniscas Verdes" de la Formación Bajo Barreal, Provincia del Chubut, Argentina. III Reunión Argentina de Sedimentología, Actas: p. 130-138. San Juan.
- Figari, E. & Courtade, S., 1993: Evolución tectosedimentaria de la cuenca de Cañadón Asfalto, Chubut, Argentina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: p. 66-77. Mendoza.
- Figari, E.G., Courtade, S.F. & L.A. Constantini., 1994: Stratigraphy and Tectonics of Cañadón Asfalto Basin, Lows of Gastre and Gan Gan, Chubut, Argentina. 4 th. International Congress on Jurassic Stratigraphy and Geology; Mendoza. In: *Geo Research Forum* (1996) V. 1-2: pp.359-368. Ed: A.C. Riccard. Transect Publications, Swisterland.
- Figari, E.G., M.S. Cid de la Paz & G. Laffitte, 1996: Neocomian Halfgrabens in the Western San Jorge Basin, Argentina: Petroleum Systems, Origin and Tectonic Inversion. II AAPG/SVG International Congress and Exhibition, Caracas, Venezuela AAPG Bull., 80 (8): pp.1289.
- Figari, E.G., Lafourcade, P., Conforto, G., Cevallos, M., Silveyra, A. & C. Martinez, 1998a: Stratigraphic Analysis of Cretaceous Sag Phase Sequence of Southern San Jorge Basin, Argentina. AAPG International Conference and Exhibition, Extended Abstracts: pp. 490-491. R. Janeiro.
- Figari, E.G., Conforto, G., Cid de la Paz, M. S. & M. Cevallos, 1998b: Extensional Tectonics and Related Structures in the South Flank of San Jorge Basin, Argentina. AAPG International Conference and Exhibition, Extended Abstracts: pp.864-865. R. Janeiro.

Figari, E., Courtade, S., Calegari, R., Arroyo, H. & Constantini, L., 1998c: Estructura y Estratigrafía del Cerro Ballena, Faja Plegada Meridional de la Cuenca del Golfo San Jorge. X Congreso Latinoamericano de Geología, Actas 1: p. 18-23. Buenos Aires,

Fitzgerald, M., Mitchum, M., Uliana, M. & Biddle, K., 1990: Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. A.A.P.G. Bulletin, V. 74 (6): pp. 879-920. Tulsa.

Forsythe, R., 1982: The Paleozoic to Early Mesozoic evolution of southern South America: a plate tectonic interpretation. Journal of the Geological Society, V. 139: pp. 671-82. London.

Geuna, S., Somoza, R., Vizán, H., Figari, E. & C. Rinaldi, 1999: Paleomagnetic Data of Upper Jurassic-Lower Cretaceous Rocks in Central Patagonia: Evidences of tectonic rotations. IUGG 99, Abstracts, Birmingham, UK (in press).

Gómez Omil, R., Arroyo, H., Laffitte, G. & Melo, A., 1990: Anteproyecto exploratorio para el Sector Oriental del Flanco Sur. YPF S.A, informe inédito: p.31. C. Rivadavia.

Hechem, J., Figari, E. & Musacchio, E., 1987: Cuenca del Golfo San Jorge, hallazgo de la Fm. Pozo D-129. I.A.P., Petrotecnia, 28 (11): p. 13-15. Buenos Aires.

Hechem, J.J., Homovc, J.F. & Figari, E.G., 1990: Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Chubut, Argentina. XI Congreso Geológico Argentino, Actas 3: p. 173-176. San Juan.

Hechem, J., Homovc, J. & Figari E., 1993: Secuencias depositacionales en el Neocomiano del lago Fontana, Chubut, Argentina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas II: p. 119-123. Mendoza.

Hechem, J., 1998: Arquitectura y paleodrenaje del sistema fluvial efímero de la Formación Bajo Barreal, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Epoca, Año XV, (53): p. 21-27.

Homovc, J., Figari, E. & Hechem, J., 1988: La estructura de la sierra de San Bernardo (45° - 46° L.S.), provincia del Chubut. YPF S.A, informe inédito: p.16. C. Rivadavia.

Homovc, J., Constantini, L., Ferreira, R. & Pellon de Miranda, A., 1996: Evolution of the Deseado Massif in Argentina and its relationship with the San Julian offshore area in the South Atlantic Ocean. A.A.P.G. Annual Meeting, Abstracts: pp. 66-67. San Diego.

Hubbard, R. J., 1988: Age and significance of sequence boundaries on Jurassic and early Cretaceous rifted continental margins. A.A.P.G. Bull. V. 72 (1): pp. 49-72. Tulsa.

Introcaso, A., Diez Rodriguez, A., Fraga, H., Nocióne, A., Gerster, R. & Pacino, M., 1989: Procedimientos de Modelado Geofísico de Cuencas Sedimentarias Enfatizando el Estudio de la Cuenca del Golfo San Jorge. 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Mar del Plata, Actas 2: p. 605-631.

Jalín, G., Bellosi E., Sanagua J. & Villar H.J., 1999: Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleo de la Cuenca San Jorge: una evaluación geoquímica. Publicado en este congreso.

Laffitte, G. & Haring C., 1993: Zona Centro Oriental de la Cuenca del Golfo San Jorge. Modelo de Madurez Térmica. Exploración YPF S.A., informe inédito. C. Rivadavia.

Laffitte, G. & Hechem J., 1993: Hydrocarbon generation and migration in the western Golfo San Jorge Basin. In: Third Latin American Congress on Organic Geochemistry, Extended abstracts: p. 69-71.

Laffitte, G., 1994: Training en modelado Genex 1D. YPF S.A., informe inédito: p.12. C. Rivadavia.

Legarreta, L., Uliana, M. & Torres, M., 1990: Secuencias depositacionales cenozoicas de Patagonia Central: sus relaciones con las asociaciones de mamíferos terrestres y episodios marinos epicontinentales. Evaluación preliminar. Actas del II° Simposio del Terciario de Chile: p. 135-176. Concepción.

Legarreta, L., Uliana M.A., Larotonda C.A. & Meconi G.R., 1993: Approaches to nonmarine sequence stratigraphy. Theoretical models and examples from Argentine Basins. En R. Eschard y B. Doligez (Ed.), Subsurface reservoir characterization from outcrop observations. Editions Technip, 16 pp. Paris.

Legarreta, L. & Uliana, M., 1994: Asociaciones de fósiles y hiatos en el Supercretácico-Neógeno de Patagonia: una preespectiva estratigráfico-secuencial. Ameghiniana, 31 (3): p. 257-281. Buenos Aires.

Lesta, P. & Ferello, R., 1972: Región extraandina del Chubut y norte de Santa Cruz. En geología Regional Argentina (Academia Nacional de Ciencias; A. Leanza Eds.): p. 601-654. Córdoba.

Lesta, P., Ferello, R. & Chebli G., 1980: Chubut Extraandino. En Geología Regional Argentina (Academia Nacional de Ciencias; J. Turner Eds.), V.II: p. 1307-1387. Córdoba.

Letouzey, J., 1990: Fault Reactivation, Inversion and Fold Thrust Belt. In: Petroleum and Tectonics in Mobile Belts. Editions Technip: pp. 101-128. Paris.

- Magoon, L. & Dow W., 1994: The Petroleum System. En The petroleum system - from source to trap (Magoon, L. y W. Dow Eds.), AAPG Memoir 60: pp. 3-24. USA.
- Merta, J., 1974: Planos varios de la Cuenca del Golfo San Jorge. YPF S.A., inf. inédita. C. Rivadavia
- Mier, I.M., 1982: Estudio geoquímico de petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge. En: I Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas. Trabajos Técnicos-Exploración: p. 217-229, IAP, Buenos Aires.
- Nocioni, A., 1993: Historia de la subsidencia de la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 1: p. 21-26. Mendoza.
- Oldow, J., Bally, A. & Ave Lallemand, H., 1990: Transpression, orogenic float and lithosphere balance. *Geology*, V. 18: pp 991-994.
- Pardo-Casas, F. & Molnar, P., 1987: Relative motion of the Nazca (Farallón) and South American plates since late Cretaceous time. *Tectonics*, V. 6: pp. 233-248.
- Peroni, G., Hegedus, A., Cerdan, J., Legarreta, L., Uliana, M. & Laffitte, G., 1995: Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, Central Patagonia. En *Petroleum Basins of South America*, A.A.P.G. Memoir 62 (A. Tankard, R. Suárez S. y H. Welsink Eds.): p. 403-419. Tulsa.
- Philp, R.P., 1983: Correlation of crude oils from the San Jorge Basin, Argentina. *Geochim. Cosmochim. Acta* 47: 267-275.
- Ramos, V., 1976: Estratigrafía de los Lagos La Plata y Fontana, provincia del Chubut. I Congreso Geológico Chileno. Actas I, p. A/43-A/64.
- Ramos, V., 1996: Evolución tectónica de la Plataforma Continental. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos. Geología y Recursos de la Plataforma Continental Argentina. Eds: V. Ramos y M. Turic, Relatorio 21: pp. 385- 404. Buenos Aires.
- Ramos, V. & Kay S. M., 1992: Southern Patagonian Plateau basalts and deformation. Backarc testimony of ridge collisions. *Tectonophysics* 205: p. 261-282.
- Robles, D., 1987: El gradiente geotérmico en Argentina y zonas aledañas de países vecinos. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Tercera Epoca, 16: p. 88-95
- Rodriguez, J. & Littke R., 1996: Burial history, thermal maturation and hydrocarbon generation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina. 15. Geowissenschaftliches Lateinamerika-Kolloquium (Hamburg), Zusammenfassungen der Tagungsbeiträge, in *Terra Nostra*, Heft 8/96, S.121-122.
- Rodriguez, J., 1997: Modelado Bidimensional Integrado de la Cuenca del Golfo San Jorge: Reconstrucción de la Generación, Migración y Acumulación de Hidrocarburos. YPF S.A., informe inédito: p.60. C. Rivadavia
- Ru, K. & Pigott, J.D., 1986: Episodic Rifting and Subsidence in the South China Sea. A.A.P.G., Bull. V. 70 (9): pp. 1136-1155. Tulsa
- Scott, D. L. & Rosendhal, B.R. 1989: North Viking Graben: An East African perspective. A.A.P.G., Bull. V. 73 (2): pp. 155-165. Tulsa.
- Strelkov, E., 1997: Area El Guadal - Lomas del Cuy, Modelado Geoquímico 2-D. YPF S.A., informe inédito: p.8. Comodoro Rivadavia.
- Strelkov, E. & Lafourcade P., 1998: Exploration for Deep Gas and Oil in the Central Golfo San Jorge Basin, Argentina, AAPG International Conf. and Exhib., Extended Abstracts.: 454-455, nov. 8-11, R. Janeiro..
- Sylwan, C., Villar, H.J. & Dow W.G., 1998: Neocomian source beds, future exploration play in the South Flank of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. AAPG International Conf. and Exhib., Extended. Abstr.: 456-457, nov. 8-11, R. Janeiro.
- Ugarte, F., 1966: La cuenca compuesta carbonífera-jurásica de la Patagonia Meridional. *Anales Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco*, V. 1: p. 37-68. C. Rivadavia.
- Uliana, M.A & Biddle, K.T.; 1987: Permian to late Cenozoic evolution of northern Patagonia: main tectonics events, magmatic activity and depositional trends. In: *Gondwana six: structure, tectonics and geophysics*. American geophysical Union. Geophysical Monograph 40, p. 271-286.
- Uliana, M., Biddle, K. & Cerdan, J., 1989: Mesozoic extension and the formation of Argentine sedimentary basins. En *Extensional Tectonics and Stratigraphy of the North Atlantic Margins*, A.A.P.G. Memoir 46 (A. Tankard y H. Balkwill Eds.): p. 599-614. Tulsa.
- Ulmishek, G.F. & Magoon, L.B., 1994: The Petroleum System - Concept and Applications. Topic 1. 14th World Petroleum Congress, Topic 1: pp. 1-9. Stavanger, Norway.

- Urien, C., Zambrano, J.J. & Martins L.R., 1981: The basins of Southeastern South America (S. Brasil, Uruguay, y E. Argentina) including the Malvinas Plateau and Southern South Atlantic paleogeographic evolution. En *Cuencas seimentarias del Jurásico y del Cretácico de América del Sur*, Comité Sudamericano Del Jurásico y Cretácico. I: p. 45-125, Buenos Aires.
- Urien, C., 1996: Las cuencas del margen continental argentino. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Tercera Epoca 46: p. 80-84. Buenos Aires.
- Van Nieuwenhuise, D.S. & Ormiston A.R., 1989: A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 2: p. 853-883.
- Villar, H.J., Sylwan, C., Pleimling, A. G., Miller, M., Castaño J.R. & Dow W.G., 1996: Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129-Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Santa Cruz, Argentina. 13° Cong. Geol. Arg. y 3° Cong. Expl. Hidrocarb., Actas I: p. 223-242
- Villar, H.J., Laffitte, G. & Legarreta L., 1998: The source rocks of the Mesozoic petroleum systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns. AAPG International Conf. and Exhib., Extended Abstracts: pp. 186-187. R. Janeiro.
- Vottero, A., 1998: Informe Preliminar Area Cañadón León, Cuenca del Golfo San Jorge. YPF S.A., inf. Inédita: p. 10 .C. Rivadavia
- Windhausen, A., 1924: Líneas generales de la constitución geológica de la región situada al oeste del Golfo de San Jorge. *Boletín de la Academia Nacional de Ciencias*, V. XXVIII: p. 167-320. Córdoba.
- Yllañez, E., Di Lena, J. & Marchese H., 1989: Evaluación geoquímica de petróleos y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge. 1° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 2: 1127-1157.
- Ziegler, P., 1989: Geodynamic model for Alpine intra-plate compressional deformation in Western and Central Europe. En *Inversion Tectonics*, Geological Society Sp. Publ. N° 44 (M. Cooper y G. Williams Eds.): pp. 63-85. Oxford.

INTRODUCCIÓN

Numerosos yacimientos de petróleo y gas fueron descubiertos en la Cuenca Austral desde los años 40. La mayoría de estos campos están situados en el sector oriental del continente y en la plataforma continental. En general, los hidrocarburos están atrapados en los reservorios arenosos de la etapa "offshore" Springhill. El propósito de este trabajo es presentar una actualización de los estudios realizados en la cuenca a partir de numerosos análisis de muestras de pozos y de petróleos de los campos. Por esta razón, se actualiza el sistema petrolero de la cuenca.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca Austral (ó Cuenca de Magallanes) está situada en el extremo meridional del Continente Sudamericano. Se encuentra limitada hacia el Oeste por los Andes Patagónicos (Figura 1) y hacia el Este por el Macizo del Descado. La prolongación de esta línea de falla continental se denomina Alto de Río Chico (ó Alto de Dungeness) que la separa de la Cuenca de Fitz Roy (Robinson *et al.*, 1996; Galeazzi, J.S., 1996).

En su parte axial llega a alcanzar espesores sedimentarios de hasta 10.000 m, reduciéndose progresivamente hacia el Este con espesores que en algunos casos no superan los 1.000 m, presentes en el "offshore" argentino.

La Cuenca Austral está representada por la evolución de una cuenca marginal de tipo "offshore" asociadas a un margen convergente ubicado en el sector meridional del continente.

La historia geológica de la cuenca (Figura 1) se caracteriza por una sucesión de eventos depositada tanto en una cuenca marginal de retroarco al Oeste como en una cuenca marginal de grabeno y horst-graben hacia el Este. Una importante actividad tectónica y magmática dominada por volcanes ácidos rellenan esta sub-cuenca durante el Cretácico Superior (Biddle *et al.*, 1986) que se inicia en el Jurásico Medio y alcanza su máxima actividad en la porción chilena de la cuenca como en el sector meridional de la cuenca argentina. En el sector argentino, se desarrolla una cuenca marginal (Bruhn, R. *et al.*, 1978; Biddle *et al.*, 1986) que se caracteriza por la presencia de un piso oceánico de composición predominantemente álfica. La cuenca marginal presenta una bimodalidad composicional (Arbe, 1987). Varias "intersecuencias" limitadas por discordancias, conforman el estilo deposicional de la Serie Tobifera. El desarrollo de la Serie Tobifera está dominada por procesos