

SISTEMA PETROLERO DE LA CUENCA AUSTRAL

Fig. 2

Jean Luc Pittion^(*) – Hugo Alejandro Arbe^(**)^(*) TOTAL – TOUR TOTAL, 24 Cours Michelet – Cedex 47, 92069 Paris La Defense^(**) TOTAL AUSTRAL, Moreno 877-Piso 19, 1091 Buenos Aires

Est. CONGRESOS

ANTROPOMORFIA

ABSTRACT

Geochemical studies of wells and outcrops in the Austral Basin of Argentina have shown the presence of potential source rocks in the Early Cretaceous represented by shales of the continental facies (Springhill Formation), and those intercalated in the marine facies (Springhill Formation) with its lateral equivalent shales represented by the Inoceramus Inferior Formation. Also, some levels located in the lower part of the Margas Verdes Fm. (Aptian-Albian) present source-rock characteristics. Rather than the origin of the organic matter, the reducing depositional environment was a crucial factor in the genesis of these favourable organic facies.

These source rocks are immature in the eastern onshore part and the near offshore. At present time the beginning of the oil window is reached at about 2200 meters on the eastern flank of the Austral fore-deep basin.

A marine organic matter (type II) generated the oils with a good correlation with the marine shales of the Inoceramus Inferior Formation.

Migration distances varying from 20 km to 200 km, taking into account the pools location and the time of migration. The trapped gases show a thermogenic origin and they came from the deeper basin.

The rather low source potential index is compensated by large laterally drained areas and by favourable conditions for migration existing in this petroleum system.

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 entrapados en los reservorios arenosos de la clásica Formación 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 otra parte, también se caracteriza al sistema petrolero de la cuenca.

MARCO GEOLÓGICO

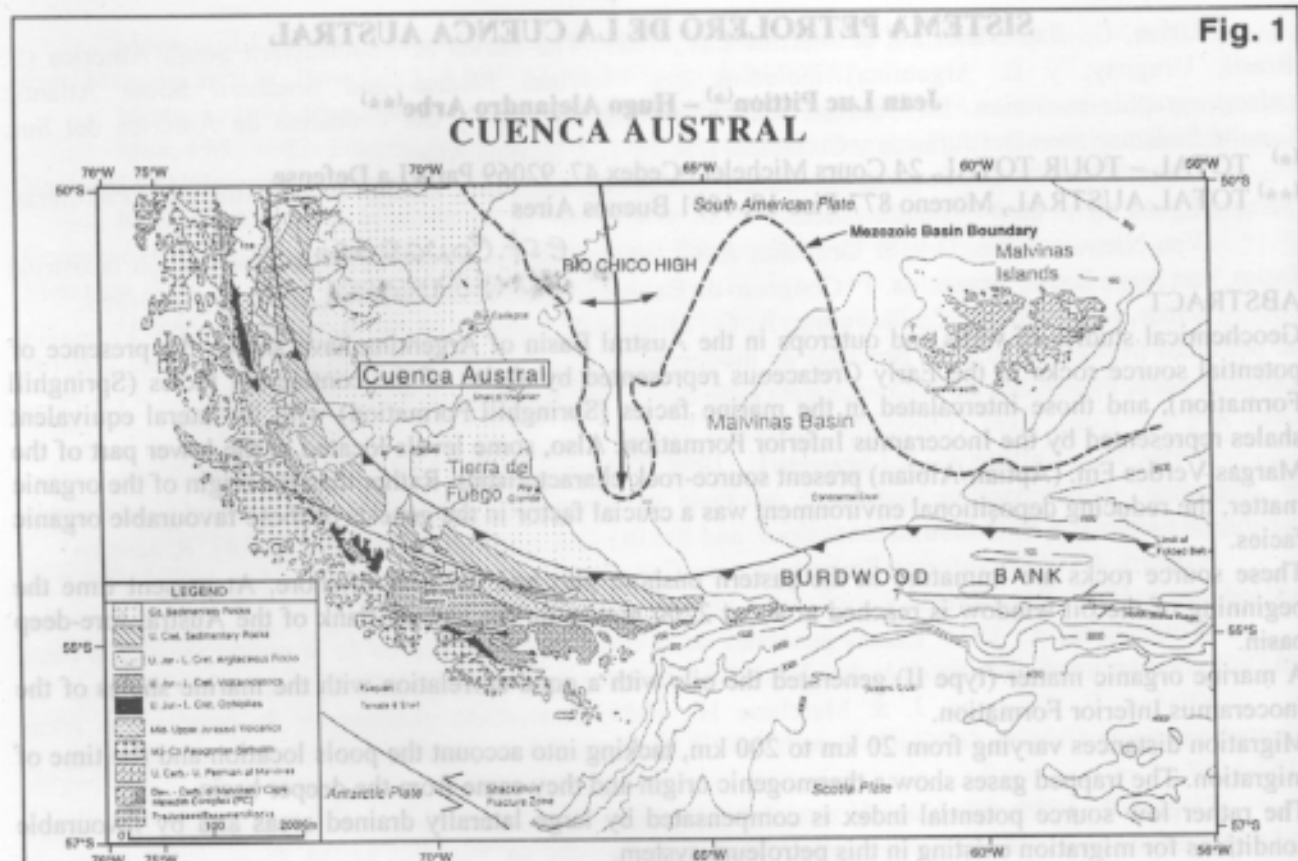
La Cuenca Austral (ó Cuenca de Magallanes) está situada en el sector más austral del Continente Sudamericano. Se encuentra limitada hacia el Oeste por los Andes Patagónicos Meridionales (Figura 1) y hacia el Este por el Macizo del Deseado. La prolongación de este último en la plataforma continental se denomina Alto de Río Chico (ó Alto de Dungeness) que la separa de la Cuenca de Malvinas (Robbiano *et al.*, 1996; Galleazzi, J.S., 1996).

En su parte axial llega a alcanzar espesores sedimentarios de hasta 8000 metros, reduciéndose progresivamente hacia el Este con espesores que oscilan entre los 2000 y 1000 metros, presentes en el "offshore" argentino.

La Cuenca Austral está representada por la evolución tectónica y térmica de distintas cuencas deposicionales asociadas a un margen convergente ubicado en el Oeste a partir del Jurásico.

La historia geológica de la cuenca (Figura 1) se inicia con la Serie Tobífera (y equivalentes) depositada tanto en una cuenca marginal de retroarco al Oeste, como en cuencas continentales de grabenes y hemigraben hacia el Este. Una importante actividad volcánica y volcanoclástica dominada por componentes ácidos rellenan estas sub-cuencas durante un período francamente distensivo (Biddle *et al.*, 1986), que se inicia en el Jurásico Medio y alcanza el Cretácico basal (Arbe, 1987).

Durante la fase máxima de apertura, en el sector sur-occidental tanto en la porción chilena de la cuenca como en el sector meridional de la porción argentina de Tierra del Fuego, 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 ofiolítica. En ciertos sectores de esta cuenca marginal presenta una bimodalidad composicional (Arbe, 1987). Varias "megasecuencias" limitadas por discordancias, conforman el estilo deposicional de la Serie Tobífera. El desarrollo de la Serie Tobífera está dominada por procesos



ESTRATIGRAFIA CUENCA AUSTRAL



Figura 1: Carta y Cuadro Estratigráfico de la Cuenca Austral

AUSTRAL BASIN SEQUENCE STRATIGRAPHY AND SOURCE - ROCKS

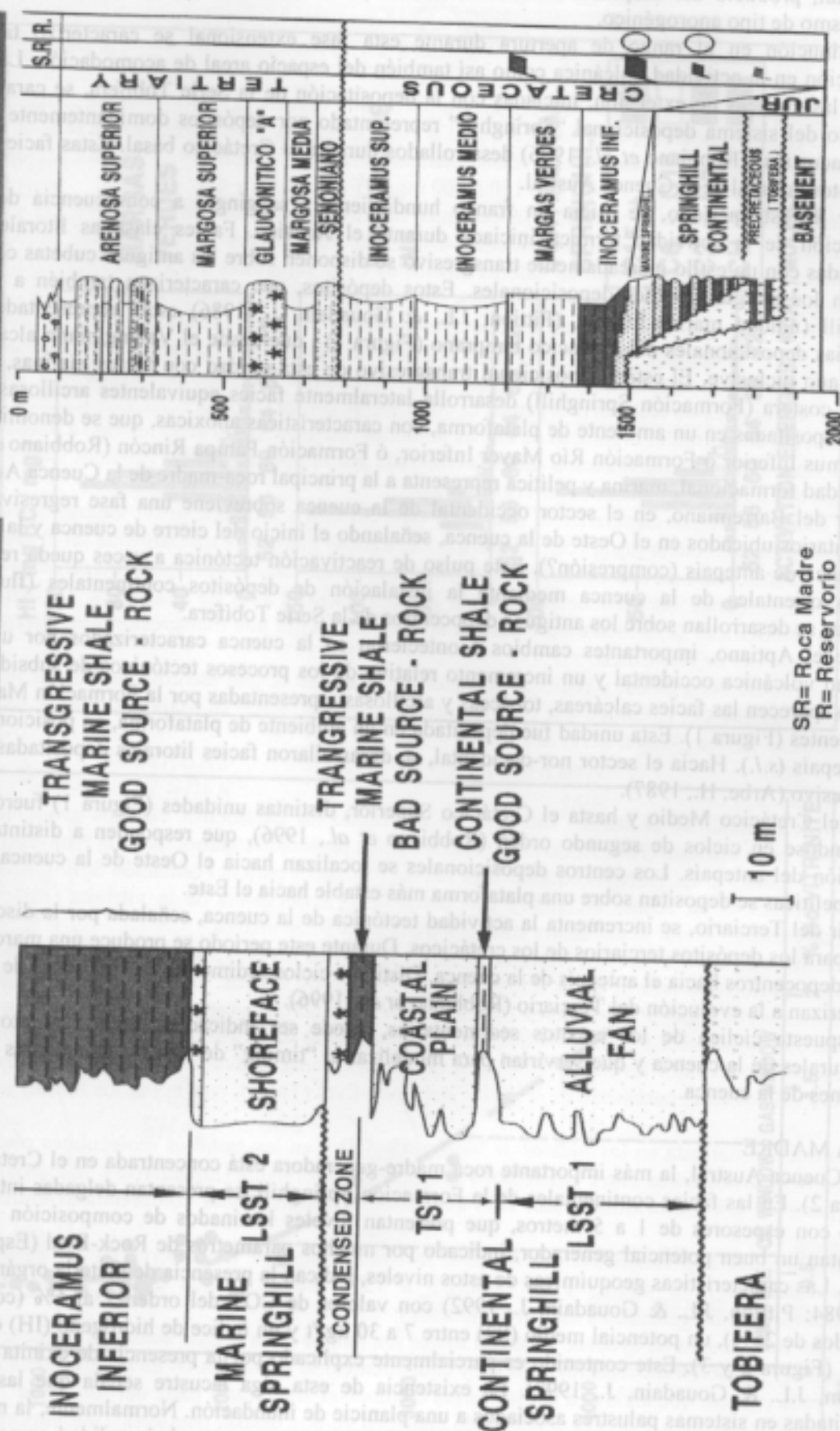


Figura 2: Posición estratigráfica de los principales reservorios de la F. Springhill, Roca Madre y columna litológica del "offshore" de Tierra del Fuego

explosivos, volcanoclásticos, que corresponden a la evolución de un "plateau" riolítico de intraplaca continental, producto del desplazamiento traccional de la corteza litosférica que dió como resultado un magmatismo de tipo anorogénico.

La disminución en el rango de apertura durante esta fase extensional se caracterizó tanto por una disminución en la actividad volcánica como así también del espacio areal de acomodación. La colmatación final de las cuencas de extensión, iniciadas con la depositación de la Serie Tobífera, se caracteriza por el desarrollo del sistema deposicional "Springhill" representado por depósitos predominantemente continentales (fluvio-lacustres) (Robbiano *et al.*, 1996) desarrollados durante el Cretácico basal. Estas facies predominan en el sector oriental de la Cuenca Austral.

A partir de este período, se inicia un franco hundimiento ("sagging") a consecuencia de la marcada disminución de la actividad térmica iniciada durante el Jurásico. Facies clásticas litorales y marinas, depositadas con un estilo marcadamente transgresivo se disponen sobre las antiguas cubetas continentales y traslapan los antiguos bordes deposicionales. Estos depósitos, que caracterizan también a la Formación Springhill (unidad marino-litoral), (Pittion, J.L. & Gouadain, J., 1986) están representados por varias secuencias deposicionales del Cretácico temprano (Figura 1), que desde el Valanginiano alcanzan hasta el Barremiano inclusive. El estilo deposicional transgresivo de esta unidad con facies marinas, litorales y de planicie costera (Formación Springhill) desarrolla lateralmente facies equivalentes arcillosas. Estas facies fueron depositadas en un ambiente de plataforma, con características anóxicas, que se denomina Formación Inoceramus Inferior ó Formación Río Mayer Inferior, ó Formación Pampa Rincón (Robbiano *et al.*, 1996)). Esta unidad formacional, marina y pelítica representa a la principal roca-madre de la Cuenca Austral.

A partir del Barremiano, en el sector occidental de la cuenca sobreviene una fase regresiva con aportes sedimentarios ubicados en el Oeste de la cuenca, señalando el inicio del cierre de cuenca y la instalación de una cuenca de antepaís (compresión?). Este pulso de reactivación tectónica a veces queda reflejado en los sectores orientales de la cuenca mediante la instalación de depósitos continentales (fluviales). Estos depósitos se desarrollan sobre los antiguos depocentros de la Serie Tobífera.

Durante el Aptiano, importantes cambios acontecieron en la cuenca caracterizados por una importante actividad volcánica occidental y un incremento relativo de los procesos tectónicos de subsidencia. En este período aparecen las facies calcáreas, tobáceas y arcillosas representadas por la Formación Margas Verdes y equivalentes (Figura 1). Esta unidad fue depositada en un ambiente de plataforma, en posiciones marginales del antepaís (*s.l.*). Hacia el sector nor-occidental, se desarrollaron facies litorales depositadas con un estilo transgresivo (Arbe, H., 1987).

Desde el Cretácico Medio y hasta el Cretácico Superior, distintas unidades (Figura 1) fueron depositadas arreglándose en ciclos de segundo orden (Robbiano *et al.*, 1996), que responden a distintas fases en la evolución del antepaís. Los centros deposicionales se localizan hacia el Oeste de la cuenca, mientras que facies pelíticas se depositan sobre una plataforma más estable hacia el Este.

A partir del Terciario, se incrementa la actividad tectónica de la cuenca, señalada por la discordancia basal que separa los depósitos terciarios de los cretácicos. Durante este período se produce una marcada migración de los depocentros hacia el antepaís de la cuenca. Distintos ciclos sedimentarios (Figura 1) de segundo orden caracterizan a la evolución del Terciario (Robbiano *et al.*, 1996).

La respuesta cíclica de los eventos sedimentarios, puede ser indicadora de los eventos tectónicos y estructurales de la cuenca y que servirían para modelizar el "timing" de las estructuraciones en las distintas porciones de la cuenca.

ROCA MADRE

En la Cuenca Austral, la más importante roca madre-generadora está concentrada en el Cretácico temprano (Figura 2). En las facies continentales de la Formación Springhill, se presentan delgadas intercalaciones de lutitas con espesores de 1 a 5 metros, que presentan niveles laminados de composición carbonosa, que presentan un buen potencial generador, indicado por muchos parámetros de Rock-Eval (Espitalie, J. *et al.*, 1977). Las características geoquímicas de estos niveles, indican la presencia de materia orgánica (Decastelli, O., 1984; Pittion, J.L. & Gouadain, J., 1992) con valores de COT del orden 2 al 6% (con niveles muy delgados de 25%), un potencial medio (S2) entre 7 a 30 kg./t y un índice de hidrógeno (IH) entre 300 y 700 mg/g (Figura 2 y 3). Este contenido es parcialmente explicado por la presencia de exinita (*Botryococcus*) (Pittion, J.L. & Gouadain, J., 1992). La existencia de esta alga lacustre señala que las pelitas fueron depositadas en sistemas palustres asociados a una planicie de inundación. Normalmente, la materia orgánica en este tipo de sistemas, derivan de plantas terrestres que muestran una baja calidad como formadoras de petróleo. La presencia de exinita explica parcialmente su buena calidad. El factor que controla es probablemente el ambiente reductor que prevalece en este tipo de facies.

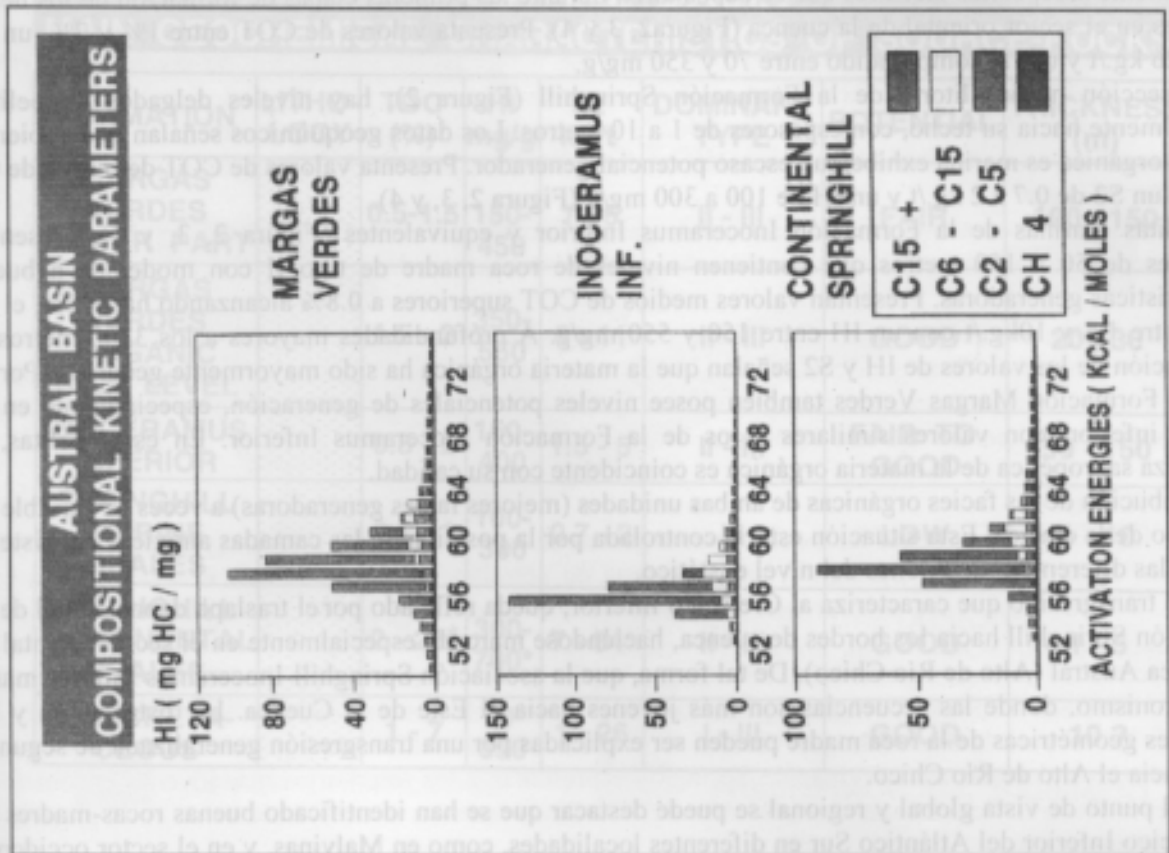
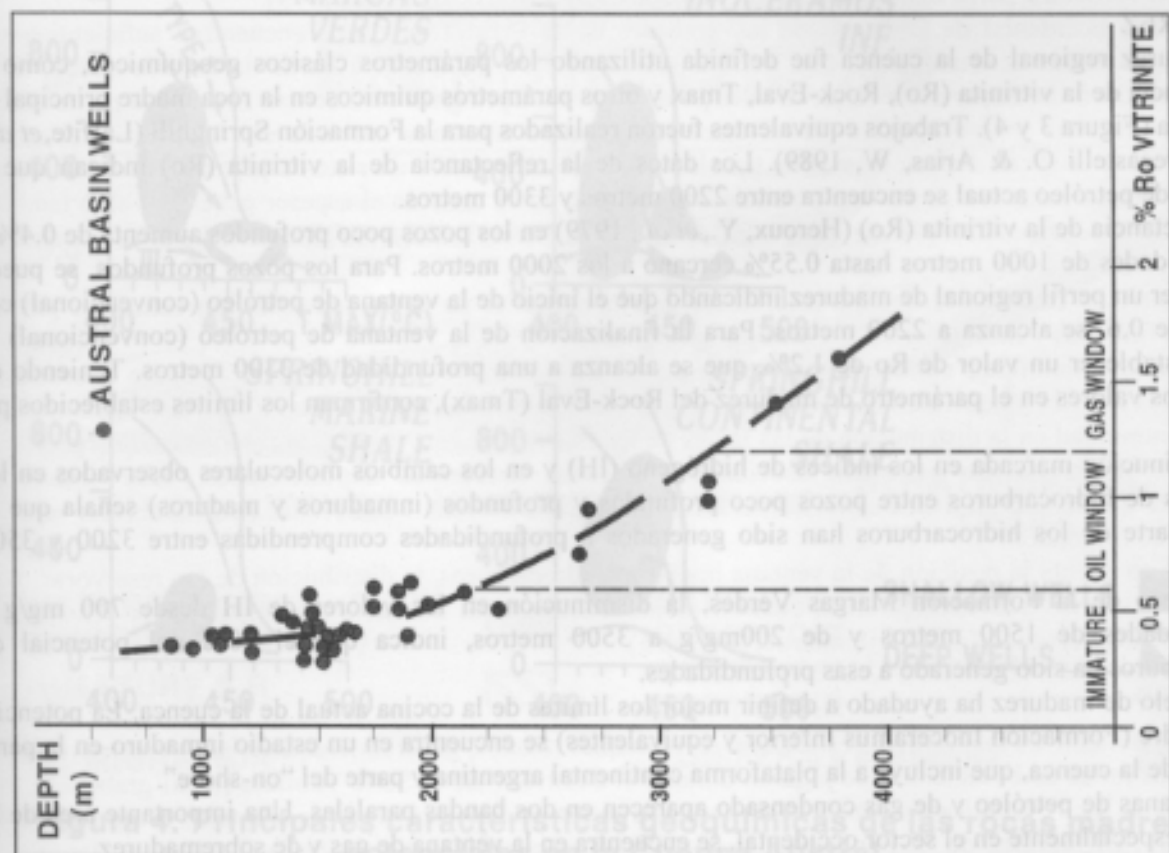


Figura 3: Gráfico de profundidad vs. %Ro y Parámetros composicionales de las Rocas Madres potenciales de la cuenca

Contenidos continentales equivalentes y delgados (Cagnolatti, M.J., *et al.*, 1996), con buenas características generadoras fueron encontrados en los niveles basales de la Serie Tobífera ("Pre-Cretácico"), asociados posiblemente a depósitos lacustres que se depositaron durante las primeras etapas de formación de los hemigraben en el sector oriental de la cuenca (Figura 2, 3 y 4). Presenta valores de COT entre 1% y 7%, un S2 de 1 a 26 kg./t y un IH comprendido entre 70 y 350 mg/g.

En la sección marino-litoral de la Formación Springhill (Figura 2), hay niveles delgados de pelitas, especialmente hacia su techo, con espesores de 1 a 10 metros. Los datos geoquímicos señalan que si bien la materia orgánica es marina exhiben un escaso potencial generador. Presenta valores de COT del orden de 0.4 a 0.9%, un S2 de 0.7 a 2 kg./t y un IH de 100 a 300 mg/g (Figura 2, 3, y 4).

Las pelitas marinas de la Formación Inoceramus Inferior y equivalentes (Figura 2, 3, y 4), presentan espesores de 50 a 150 metros que contienen niveles de roca madre de tipo II con moderada a buena características generadoras. Presentan valores medios de COT superiores a 0.8% alcanzando hasta 2%, el S2 varía entre 1.5 y 10 kg./t con un IH entre 150 y 550 mg/g. A profundidades mayores a los 3200 metros la disminución de los valores de IH y S2 señalan que la materia orgánica ha sido mayormente generada. Por su lado, la Formación Margas Verdes también posee niveles potenciales de generación, especialmente en su sección inferior, con valores similares a los de la Formación Inoceramus Inferior. En estas pelitas, la naturaleza sapropélica de la materia orgánica es coincidente con su calidad.

La distribución de las facies orgánicas de ambas unidades (mejores facies generadoras) a veces es variable en el ámbito de la cuenca. Esta situación estaría controlada por la posición de las camadas anóxicas del sistema durante las diferentes variaciones del nivel eustático.

El estilo transgresivo que caracteriza al Cretácico Inferior, queda reflejado por el traslape deposicional de la Formación Springhill hacia los bordes de cuenca, haciéndose marcado especialmente en el sector oriental de la Cuenca Austral (Alto de Río Chico). De tal forma, que la asociación Springhill-Inoceramus Inferior marca un diacronismo, donde las secuencias son más jóvenes hacia el Este de la Cuenca. La distribución y las relaciones geométricas de la roca madre pueden ser explicadas por una transgresión generalizada de segundo orden hacia el Alto de Río Chico.

Desde el punto de vista global y regional se puede destacar que se han identificado buenas rocas-madres en el Cretácico Inferior del Atlántico Sur en diferentes localidades, como en Malvinas, y en el sector occidental de las costas de África (Tissot, B., *et al.*, 1980).

MADUREZ

La madurez regional de la cuenca fue definida utilizando los parámetros clásicos geoquímicos, como la reflectancia de la vitrinita (Ro), Rock-Eval, Tmax y otros parámetros químicos en la roca madre principal de la cuenca (Figura 3 y 4). Trabajos equivalentes fueron realizados para la Formación Springhill (Laffite, *et al.*, 1986; Decastelli O. & Arias, W., 1989). Los datos de la reflectancia de la vitrinita (Ro) indican que la ventana de petróleo actual se encuentra entre 2200 metros y 3300 metros.

La reflectancia de la vitrinita (Ro) (Heroux, Y., *et al.*, 1979) en los pozos poco profundos aumenta de 0.4% a profundidades de 1000 metros hasta 0.55% cercano a los 2000 metros. Para los pozos profundos, se puede establecer un perfil regional de madurez indicando que el inicio de la ventana de petróleo (convencional) con un Ro de 0.6, se alcanza a 2200 metros. Para la finalización de la ventana de petróleo (convencional) se puede establecer un valor de Ro de 1.2%, que se alcanza a una profundidad de 3300 metros. Teniendo en cuenta los valores en el parámetro de madurez del Rock-Eval (Tmax), confirman los límites establecidos por el Ro.

La disminución marcada en los índices de hidrógeno (IH) y en los cambios moleculares observados en los extractos de hidrocarburos entre pozos poco profundos y profundos (inmaduros y maduros) señala que la mayor parte de los hidrocarburos han sido generados a profundidades comprendidas entre 3200 y 3500 metros.

En el caso de la Formación Margas Verdes, la disminución en los valores de IH desde 700 mg/g a profundidades de 1500 metros y de 200 mg/g a 3500 metros, indica que el 70% del potencial de hidrocarburos ha sido generado a esas profundidades.

Un modelo de madurez ha ayudado a definir mejor los límites de la cocina actual de la cuenca. La potencial roca-madre (Formación Inoceramus Inferior y equivalentes) se encuentra en un estadio inmaduro en la parte oriental de la cuenca, que incluye a la plataforma continental argentina y parte del "on-shore".

Las ventanas de petróleo y de gas condensado aparecen en dos bandas paralelas. Una importante área de la cuenca, especialmente en el sector occidental, se encuentra en la ventana de gas y de sobremadurez.

La caracterización geoquímica de numerosas muestras de petróleos provenientes de los yacimientos de la plataforma continental argentina señala que estos petróleos fueron generados a partir de materia orgánica de

Fig. 4

AUSTRAL BASIN MAIN GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF SOURCE-ROCKS

FORMATION	LITHO- LOGY	TOC (%)	HI mg/g	S2 kg/t	DOMINANT TYPE	POTENTIAL	THICKNESS (m)
MARGAS VERDES LOWER PART		0.5-1.5	150- 450	1 - 5	II - III	FAIR	100 - 150
MARGAS VERDES ORGANIC RICH LEVEL		1.5 - 2	350- 550	6 - 11	II - III	GOOD	20 - 30
INOCERAMUS INFERIOR		0.8 - 2	150- 400	1.5 - 5	II - III	FAIR TO GOOD	50 - 150
SPRINGHILL MARINE SHALES		0.4 - 1	100- 300	0.7 - 2	III	LOW	1 - 10
SPRINGHILL CONTINENTAL SHALES		2 - 25*	300- 700*	7 - 54*	II - III	GOOD	1 - 5
PRECRETACEOUS		1 - 7	70- 350	1 - 26	I - III	GOOD	10 ?

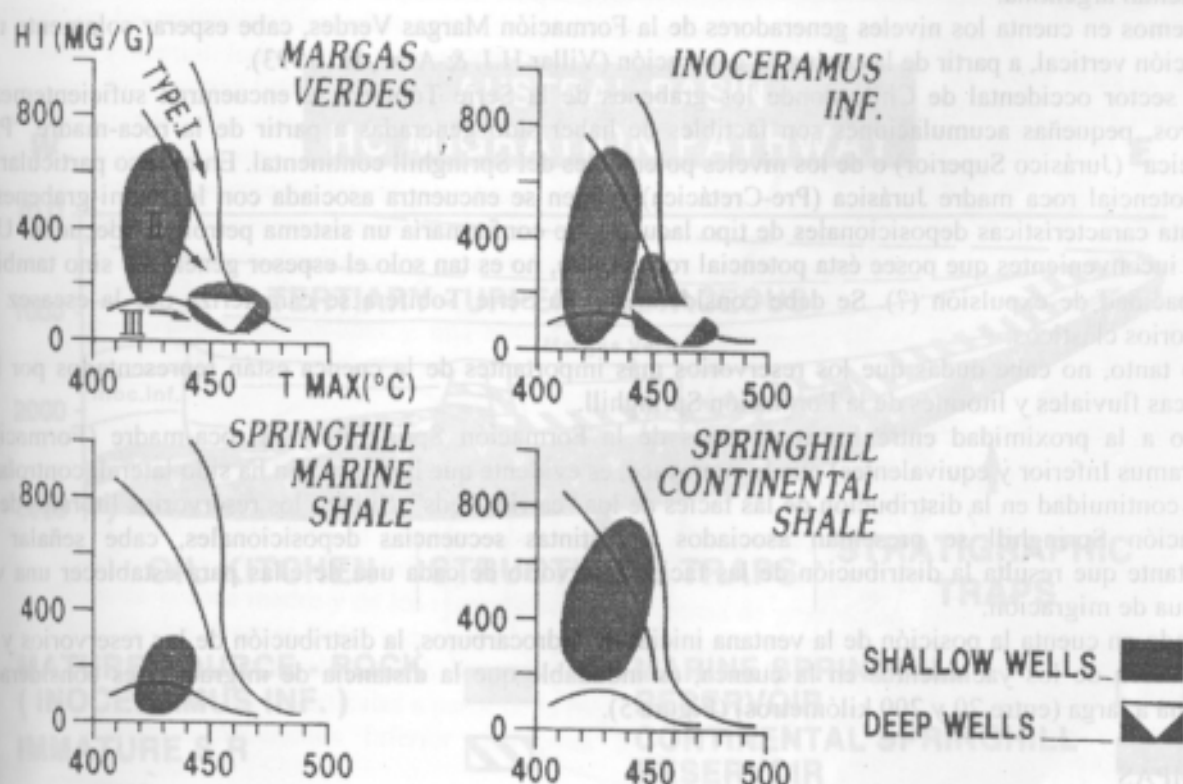


Figura 4: Principales características geoquímicas de las rocas madres potenciales en la Cuenca Austral

tipo marino. El origen marino está bien demostrado por los datos de los biomarcadores. Hay una muy buena correlación entre los petróleos y los extractos obtenidos a partir de muestras de las formaciones Inoceramus Inferior y Margas Verdes. Por otro lado, hay una muy pobre correlación con las pelitas del Springhill Continental.

El estudio de los petróleos indica un rango API entre 38° y 40°. La caracterización de los petróleos (Phil, R.P., 1985) confirma el origen marino de la materia orgánica tal como la fracción de los saturados livianos, la relación pristano/phytano del orden de 1.5-2¹⁶, la baja relación hopanos/steranos y la presencia de triterpanos tricíclicos. Por otro lado la presencia del C28 bisnorhopano indica el ambiente reductor del sistema deposicional.

Normalmente existe un aumento en la relación de gases húmedos (C2+C3+C4/ gases totales) hacia el fondo del reservorio que estaría relacionado con la pérdida de hidrocarburos a través de los sedimentos suprayacentes.

Los valores isotópicos del metano δC_{13} , de los gases del reservorio con valores entre -30 y -40‰ indican un origen termográfico. Esta generación térmica ocurrió en la ventana de gas de las partes profundas de la cuenca. Valores similares en los isótopos de los gases absorbidos de los sedimentos por encima del reservorio Springhill confirman esta hipótesis.

MIGRACIÓN

Debido a la proximidad entre las facies con tenor orgánico de la F. Inoceramus Inferior (y equivalentes) y los reservorios de la Formación Springhill, en la ventana de petróleo, es indudable que el sistema petrolero funciona. Por lo tanto, cabe esperar una migración lateral para la dupla Inoceramus Inferior-Springhill (Figura 5).

Con respecto a los niveles orgánicos de la F. Margas Verdes (y equivalentes), debido al hecho de que ningún reservorio asociado con esta unidad se presenta en la ventana de generación, resulta difícil admitir una migración lateral para la dupla Margas Verdes - Springhill. Facies areniscosas equivalentes a la Formación Margas Verdes y denominadas Formación Springhill representan a los reservorios más jóvenes encontrados en la Cuenca Austral. Se presentan hacia el Alto del Río Chico tanto en el continente como en la plataforma continental argentina.

Si tenemos en cuenta los niveles generadores de la Formación Margas Verdes, cabe esperar solamente una migración vertical, a partir de la cocina de generación (Villar H.J. & Arbe, H., 1993).

En el sector occidental de Chile donde los grabenes de la Serie Tobífera se encuentran suficientemente maduros, pequeñas acumulaciones son factibles de haber sido generadas a partir de la roca-madre "Pre-Cretácica" (Jurásico Superior) o de los niveles potenciales del Springhill continental. En el caso particular de esta potencial roca madre Jurásica (Pre-Cretácica) si bien se encuentra asociada con los hemi-grabenés y presenta características deposicionales de tipo lacustre, no conformaría un sistema petrolero adecuado. Uno de los inconvenientes que posee ésta potencial roca madre, no es tan solo el espesor generador sino también su capacidad de expulsión (?). Se debe considerar que la Serie Tobífera se caracteriza por la escasez de reservorios clásticos.

Por lo tanto, no cabe dudas que los reservorios más importantes de la cuenca están representados por las areniscas fluviales y litorales de la Formación Springhill.

Debido a la proximidad entre los reservorios de la Formación Springhill y la roca-madre (Formación Inoceramus Inferior y equivalentes) que la suprayace, es evidente que la migración ha sido lateral, controlada por la continuidad en la distribución de las facies de los "carrier-beds". Si bien los reservorios litorales de la Formación Springhill se presentan asociados a distintas secuencias deposicionales, cabe señalar lo importante que resulta la distribución de las facies reservorio de cada una de ellas para establecer una vía continua de migración.

Teniendo en cuenta la posición de la ventana inicial de hidrocarburos, la distribución de los reservorios y la distribución de los yacimientos en la cuenca, es indudable que la distancia de migración es considerada mediana a larga (entre 20 y 200 kilómetros) (Figura 5).

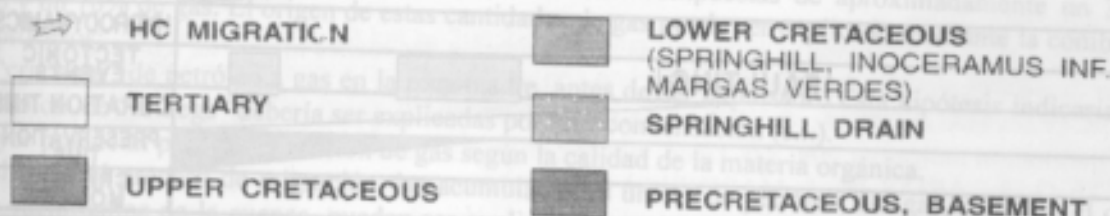
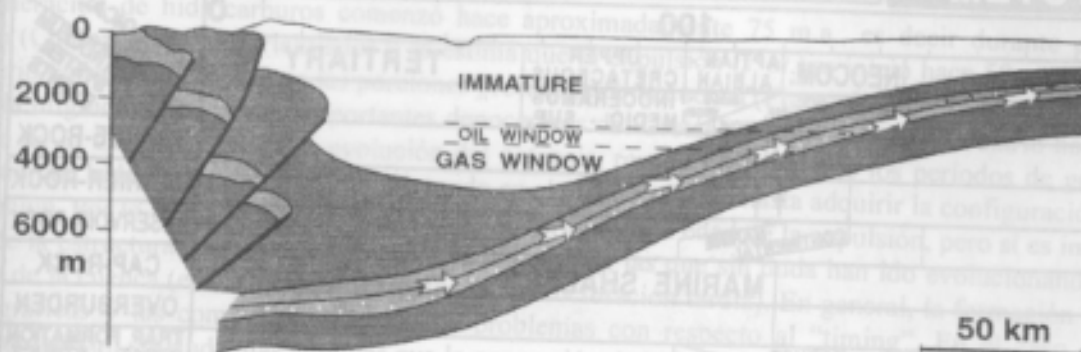
TRAMPAS

El entrapamiento es mayormente estructural, con bloques rotados, generalmente asociados a reactivaciones de antiguas fallas de basamento que jugaron durante el desarrollo de la Serie Tobífera (hemi-grabenés). Por otra parte, existen yacimientos donde la componente estratigráfica está presente (Figura 5), especialmente para las facies litorales de la Formación Springhill (acuñamientos sobre la Serie Tobífera o Basamento Paleozoico). Y por supuesto las de carácter combinado.

Fig. 5

AUSTRAL BASIN PETROLEUM SYSTEM

LATERALLY DRAINED LOW IMPEDANCE



AUSTRAL BASIN HC MIGRATION PATHWAY

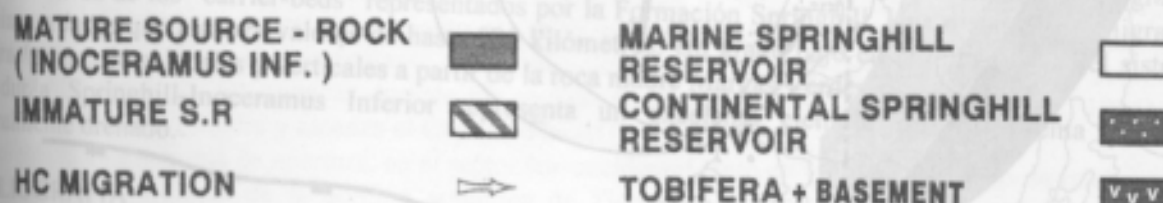
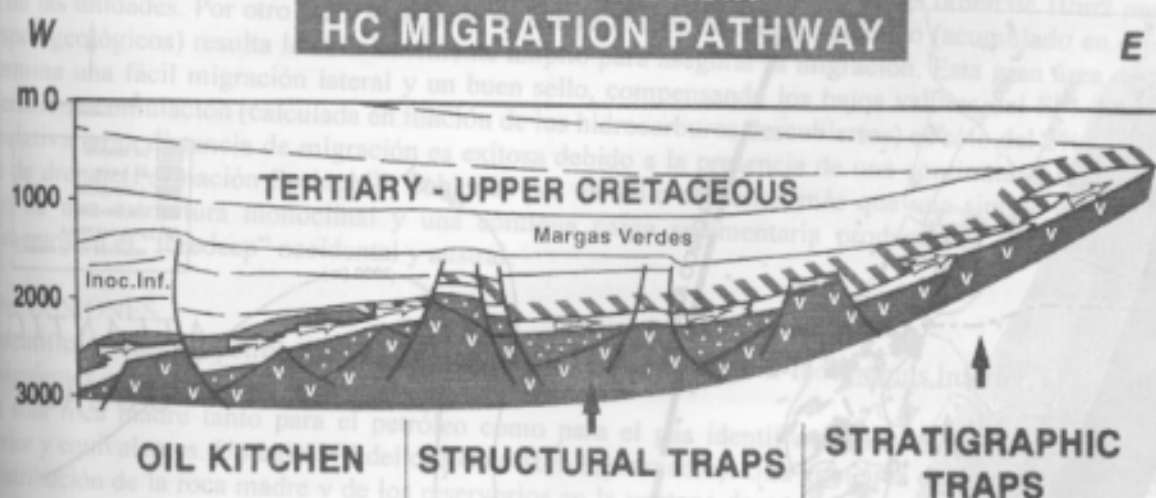


Figura 5: Sistema Petrolero y estilo migratorio de los hidrocarburos en la Cuenca Austral

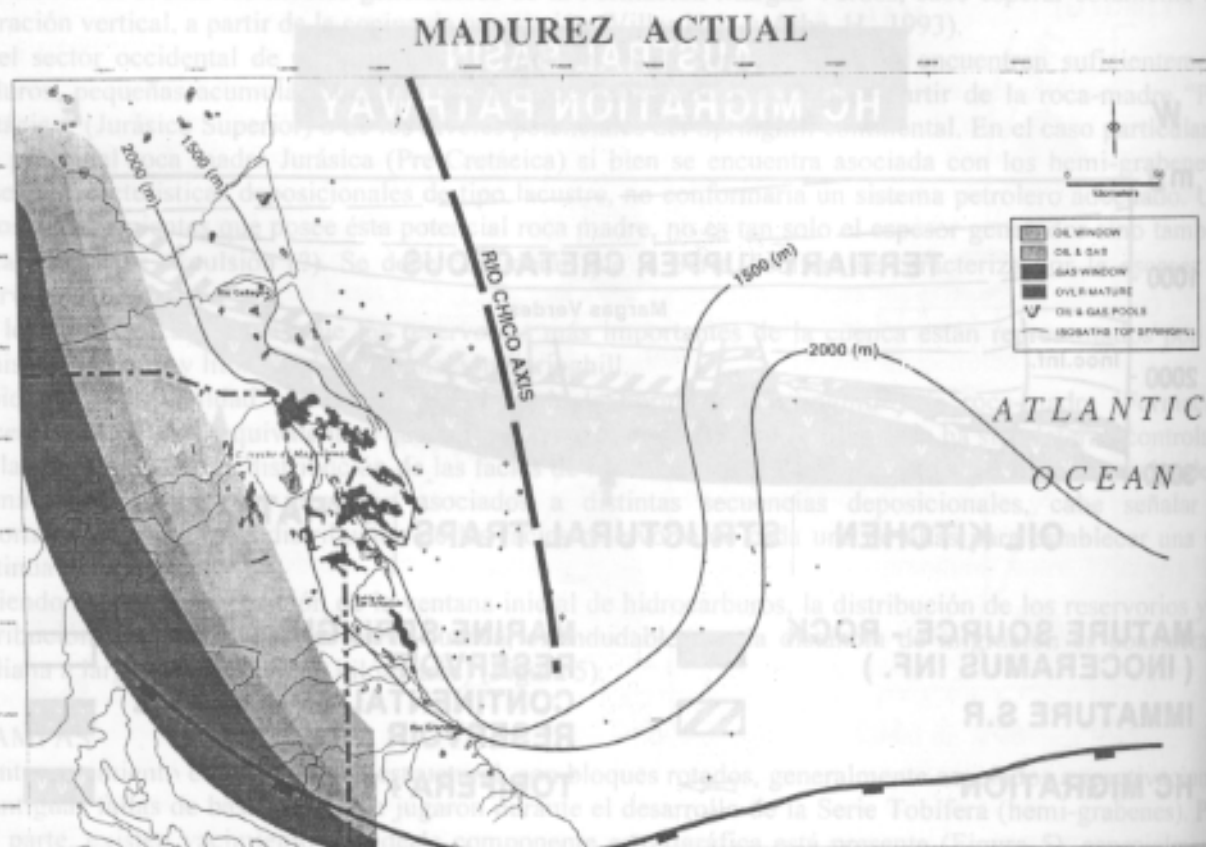
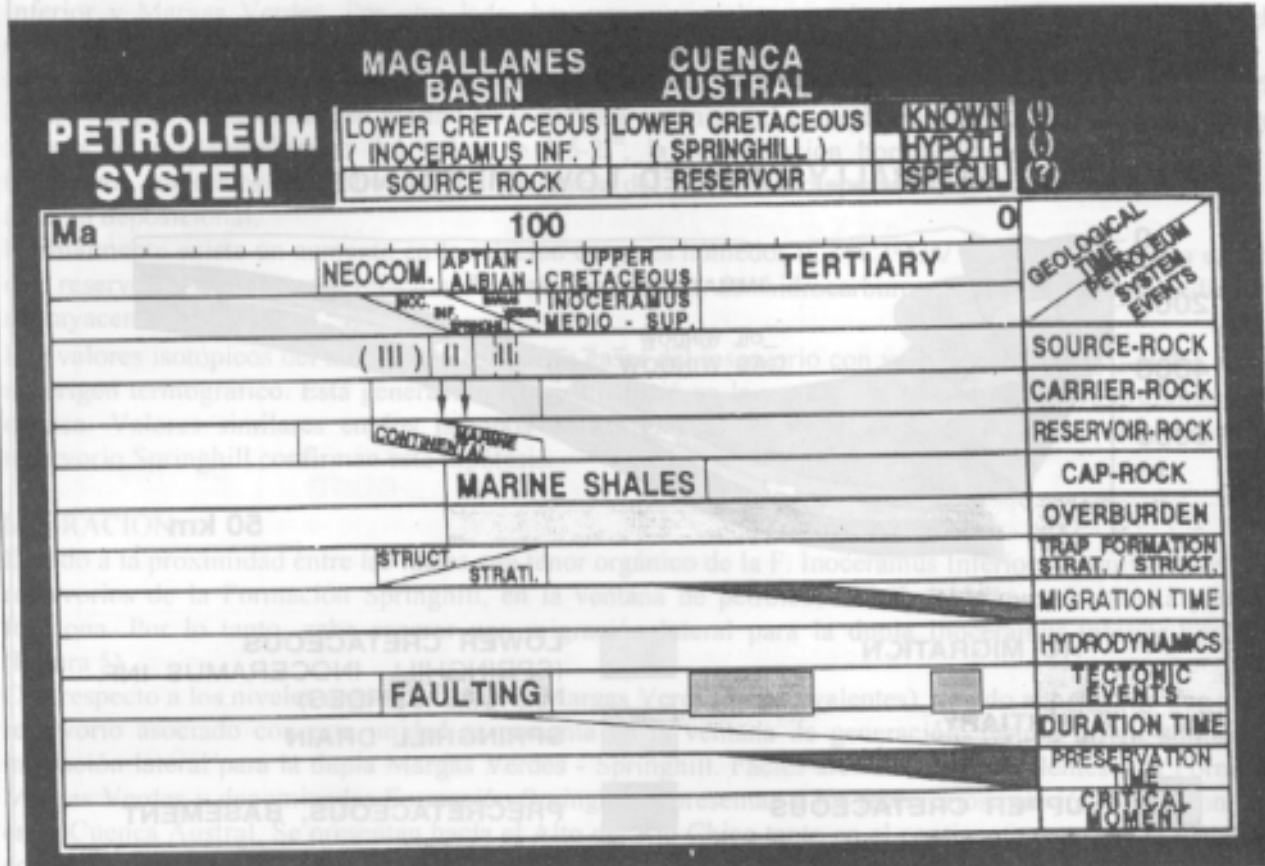


Figura 6: Principales características del Sistema Petrolero de la Cuenca y distribución actual de la ventana de generación de hidrocarburos.

Las pelitas de la Formación Inoceramus Inferior proveen un muy buen sello de carácter regional, debido al estilo transgresivo que la caracteriza.

Algunas acumulaciones de hidrocarburos también están presentes en reservorios del Cretácico Superior y del Terciario basal, especialmente hacia la zona occidental de la cuenca, asociadas a trampas combinadas que fueron alimentadas mediante una migración vertical. Estas fallas afectaron a la clásica roca madre del Cretácico Inferior tanto a la Formación Inoceramus Inferior como a la Formación Margas Verdes y equivalentes (Villar, H.J. & Arbe, H., 1993).

GENERACIÓN

La generación de hidrocarburos comenzó hace aproximadamente 75 m.a., es decir durante el Cretácico Tardío (Campaniano-Maastrichtiano) y se estima que la expulsión (*s. st.*) se inició hace 50 m.a., durante el Terciario temprano (Eoceno) en las porciones profundas de la cuenca (Figura 6).

Dada la migración de los más importantes depocentros del Cretácico superior y del Terciario hacia el Sur y el Este de la Cuenca, durante la evolución del antepaís, resulta probable que los períodos de generación y expulsión de hidrocarburos hayan ido migrando en el mismo sentido hasta adquirir la configuración actual de generación. Por lo tanto, lo que no resulta un factor crítico es la edad de la expulsión, pero sí es importante la edad de la estructuración (para las trampas estructurales), las que sin duda han ido evolucionando hacia los bordes de la cuenca (estructuración temprana vs. estructuración tardía). En general, la formación de trampas estratigráficas y las combinadas carecen de problemas con respecto al "timing". En el caso de algunas estructurales son sin duda más antiguas que la generación de hidrocarburos.

En la Cuenca Austral las reservas de hidrocarburos están compuestas de aproximadamente un 30% de petróleo y un 70% de gas. El origen de estas cantidades de gas puede ser explicado mediante la combinación de dos procesos:

- 1) El "cracking" de petróleo a gas en la roca madre, antes de ser expulsado. Esta hipótesis indicaría que la existencia de "oil legs" debería ser explicadas por retrocondensación (*s.l.*).
- 2) Mayor potencial para la generación de gas según la calidad de la materia orgánica.

Sea cual fuere el proceso de migración, las acumulaciones únicas de petróleo, sin gas, como en el caso de algunos yacimientos de la cuenca, pueden ser explicados, en algunos casos, por la pérdida de gas desde el yacimiento y a través del sello. Esta pérdida ha quedado demostrada por las características maduras del gas absorbido en los sedimentos inmaduros ubicados por encima de los yacimientos (Figura 6).

El "Source Potential Index (SPI) (Demaision, G.J. & Huizinga, B., 1991) en las rocas madres de las formaciones Inoceramus Inferior y Margas Verdes son bajos. El valor medio es del orden de 1t/m² para cada una de las unidades. Por otro lado, si se tiene en cuenta el área de drenaje efectivo (acumulado en diferentes tiempos geológicos) resulta lo suficientemente amplio para asegurar la migración. Esta gran área de drenaje determina una fácil migración lateral y un buen sello, compensando los bajos valores del SPI. La relación generación-acumulación (calculada en función de los hidrocarburos descubiertos) es sólo del 2%.

La relativa larga distancia de migración es exitosa debido a la presencia de una continuidad regional de las vías de drenaje (Formación Springhill) cubiertas por un sello eficiente, más que una simple migración a lo largo de una estructura monoclinial y una continua carga sedimentaria producto de la acumulación de sedimentos en el "foredeep" occidental y austral.

CONCLUSIONES

Se identifica al sistema petrolero de la Cuenca Austral, como Springhill-Inoceramus Inferior, el cual presenta las siguientes características:

Una sola roca madre tanto para el petróleo como para el gas identificada por la Formación Inoceramus Inferior y equivalentes. Un bajo SPI del orden de 1t/m² (promedio). Una gran área de drenaje favorecida por la distribución de la roca madre y de los reservorios en la ventana de generación. Una dominante migración lateral a través de los "carrier-beds" representados por la Formación Springhill. Una distancia de migración mediana a larga que alcanza valores de hasta 200 kilómetros. Un grado bajo en la impedancia del sistema. Migraciones cortas, locales y verticales a partir de la roca madre Margas Verdes.

La dupla Springhill-Inoceramus Inferior representa un excelente ejemplo de un sistema petrolero lateralmente drenado.

BIBLIOGRAFÍA

ARBE, H. A. (1987). El Cretácico en la Cuenca Austral de Argentina. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 10, pp. 91-110, Buenos Aires.

- ARBE, H. A. (1989). Estratigrafía, discontinuidades y evolución sedimentaria del Cretácico en la Cuenca Austral. En *Cuencas Sedimentarias Argentinas* (Spalletti y Chebli, eds.), pp. 419-442, Buenos Aires.
- BRUHN, R., C. STERN & M. DE WITT, (1978). Field and geochemical data bearing on the development of the Mesozoic volcano-tectonic rift zone and the back-arc basin in southernmost South America. *Earth Planetary Science Letters*, 41, pp. 32-46.
- BIDDLE K. T., ULIANA M. A., MITCHUM R. M. JR., FITZGERALD M. G. & WRIGHT R. C. (1986). The stratigraphic and structural evolution of the central and eastern Magallanes Basin, southern South America. In *Foreland Basins, Intern. Ass. Sediment., Special Publ. No. 8* (Ed. by Allen P.A. and Homewood P.), Blackwell Sci. Publ., pp. 41-61.
- GALEAZZI, J. S. (1996). Cuenca de Malvinas. En *Plataforma Continental Argentina, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos*, Relatorio 15 pp. 273-309, AGA, IAPG, Buenos Aires.
- CAGNOLATTI M. J., MARTINS R. & H. J. VILLAR (1996). La Formación Lemaire como probable generadora de hidrocarburos en el área Angostura, Provincia de Tierra del Fuego, Argentina. *Actas I, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos AGA, IAPG*, pp. 123-139.
- DECASTELLI O. & ARIAS W. (1989). Niveles carbonosos de la F. Springhill como generadores de hidrocarburos. In *I Congr. Nac. Explor. Hidroc., Actas I*, pp. 279-302, IAP, Buenos Aires.
- DECASTELLI O. O. (1984). Posibilidades de generación de hidrocarburos en Cuenca Austral. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 1, 17-32, Buenos Aires.
- DEMAISON, G. J. & B. J. HUIZINGA (1991). Genetic classification of petroleum systems. *AAPG, Bul.*, 75, 10, pp. 1626-1643, Tulsa.
- ESPITALIE, J. et al. (1977). Méthode rapide de caractérisation des roches-mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Rev. inst. fr. pet.*, 32, pp. 23-42.
- HEROUX, Y., CHAGNON, A. & BERTRAND, R. (1979). Compilation and correlation of the major thermal maturation indicators. *Am. Ass. Geol., Bul.*, 62, 12, pp. 2128-2143, Tulsa.
- LAFFITTE G. A., ARIAS W. & MARINELLI R. V. (1986) Caracterización térmica de la F. Springhill, Cuenca Austral. Relación con el entrapamiento de los hidrocarburos. In *LX RANE ARPEL, Exploración*, Lima, Perú, 20-23 Oct. 1986, pp.
- PHIL, R. P. (1985). Fossil fuel biomarkers applications and spectra. Elsevier, Amsterdam.
- PITTION J.L. & GOUADAIN J. (1992) Source-rocks and oil generation in the Austral Basin. In *XIII WORLD PETR. CONGR.*, Buenos Aires 1991, Proceedings, Vol. 2. *Exploration and Production*, pp. 113-120, John Wiley & Sons Ltd.
- RAMOS, V. A. (1989). Andean foothills structure in the Northern Magallanes Basin, Argentina. *AAPG, Bul.*, 73, 7, pp. 887-903, Tulsa.
- ROBBIANO, J. A., ARBE, H. A. & GANGUI, A. (1996). Cuenca Austral Marina. En *Plataforma Continental Argentina, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos*, Plataforma Continental Argentina, Relatorio 17: pp. 323-341, AGA, IAPG, Buenos Aires.
- TISSOT, B. & ESPITALIE, J. (1975). Evolution de la matière organique des sédiments: application d'une simulation mathématique. *Rev. Inst. Fr. Pet.*, 30, pp. 743-777, Paris.
- TISSOT, B., et al., (1980). Paleoenvironment and petroleum potential of Middle Cretaceous black shales in Atlantic basins. *AAPG, Bul.*, 64, 11, pp. 2051-2063, Tulsa.
- VILLAR H. J. & ARBE H. A. (1993) Oil generation in the Esperanza Area, Austral Basin, Argentina. In *III Latinoam. Congr. Org. Geochem.*, Manaus, 22-25 Nov. 1992, Extended Abstracts (Ed. by Mello M.R. and Trindade L.A.F.), pp. 150-153.