

PROCESOS MÚLTIPLES DE MIGRACIÓN, ALTERACIÓN Y MEZCLA EN PETRÓLEOS DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE: UNA EVALUACIÓN GEOQUÍMICA INTEGRADA

Guillermo Jalfin¹⁾, Eduardo S. Bellosi²⁾, Javier Sanagua³⁾ y Héctor J. Villar²⁾

¹⁾ YPF International, Dallas, USA; ²⁾ Centro de Investigaciones en Recursos Geológicos, CONICET, Buenos Aires; ³⁾ YPF S.A., Buenos Aires.

ABSTRACT

The hydrocarbon occurrences in the Golfo San Jorge Basin petroleum systems obey to a complex accumulation history essentially governed by the high degree of primary compartmentalization, the tectonic evolution and the timing of oil generation and alteration processes. Although recent studies have recognized this complexity, two major questions related to exploration and production strategies remain unresolved. On the one hand, the difficulties in predicting fluids distribution and reservoir quality; on the other, the lack of a concept which may help anticipate the variability in oil quality and producibility caused by the ubiquity of biodegraded heavy oils. The present study evaluates the fundamentals of this last type of variations through a multidisciplinary characterization of reservoirs and oils in the vast Las Heras region (20% of basin surface) covering two contrasting tectonic domains (fold belt and extensional zone). A detailed geochemical study on 110 oil samples of 25 wells allowed identifying five oil groups with distinct biodegradation and mixing signatures: lateral trends indicate stronger participation of paleobiodegraded components towards the basin center whereas modern biodegradation appears to be more active through the basin margins. This overall regional pattern can be linked to an interplay between source rock maturation/hydrocarbon charge and timing of deformation/biodegradation processes. Vertical variations of bulk and molecular characteristics can be significant but show no defined pattern. The differences among oils of a well are interpreted in terms of multiple charge, alteration and resolubilization processes that accompanied the deformation of the area, overprinted by water washing and evaporative fractionation events.

INTRODUCCIÓN

Recientes estudios (Villar et al., 1996) han comenzado a reconocer la compleja evolución de los sistemas petroleros de la Cuenca San Jorge, que dio como resultado un espectro variado de mezclas composicionales de petróleo a partir de una historia iterativa de cargas y alteraciones. Esta variabilidad fue esencialmente gobernada por el alto grado de compartimentación de los reservorios, la evolución tectónica y la regulación temporal de los procesos de expulsión y alteración de los hidrocarburos entrampados.

Un factor importante en la economía de los yacimientos de la cuenca resulta de la mínima uniformidad vertical y lateral en las propiedades de los petróleos. La difundida presencia de hidrocarburos pesados en los reservorios conduce a producciones muy variables en razón de su menor movilidad. A fin de evaluar esta problemática, la compañía YPF decidió emprender un amplio estudio geoquímico-geológico en yacimientos de Las Heras (Fig. 1). Esta vasta región localizada al SO de la Cuenca del Golfo San Jorge cubre casi la quinta parte de la misma y abarca dos ámbitos tectónicos contrastantes (Faja Plegada y zona extensional).

La información geoquímica evaluada contribuye a entender la interacción entre procesos múltiples de llenado, alteración y mezclas de petróleos en los típicos reservorios compartimentados del área en particular y de la cuenca en general. El estudio también incluye conceptos sobre el desarrollo temporal de los procesos en un marco geológico regional, en el que la evolución tectónica jugó un significativo rol de control en la calidad final y producibilidad de los petróleos-mezcla. Por último, se postulan diversos mecanismos vinculados con procesos de migración y remigración que explican razonablemente la amplia variabilidad registrada en las propiedades de los petróleos de distintos reservorios en un mismo pozo.

MARCO GEOLÓGICO

Estratigrafía

Las características del relleno de esta cuenca intracrátónica-extensional se vinculan íntimamente con su evolución tectónica (Fitzgerald et al., 1990). Durante la etapa de apertura y extensión tectónica (*rift*) ocurrida

Est. CO 62208

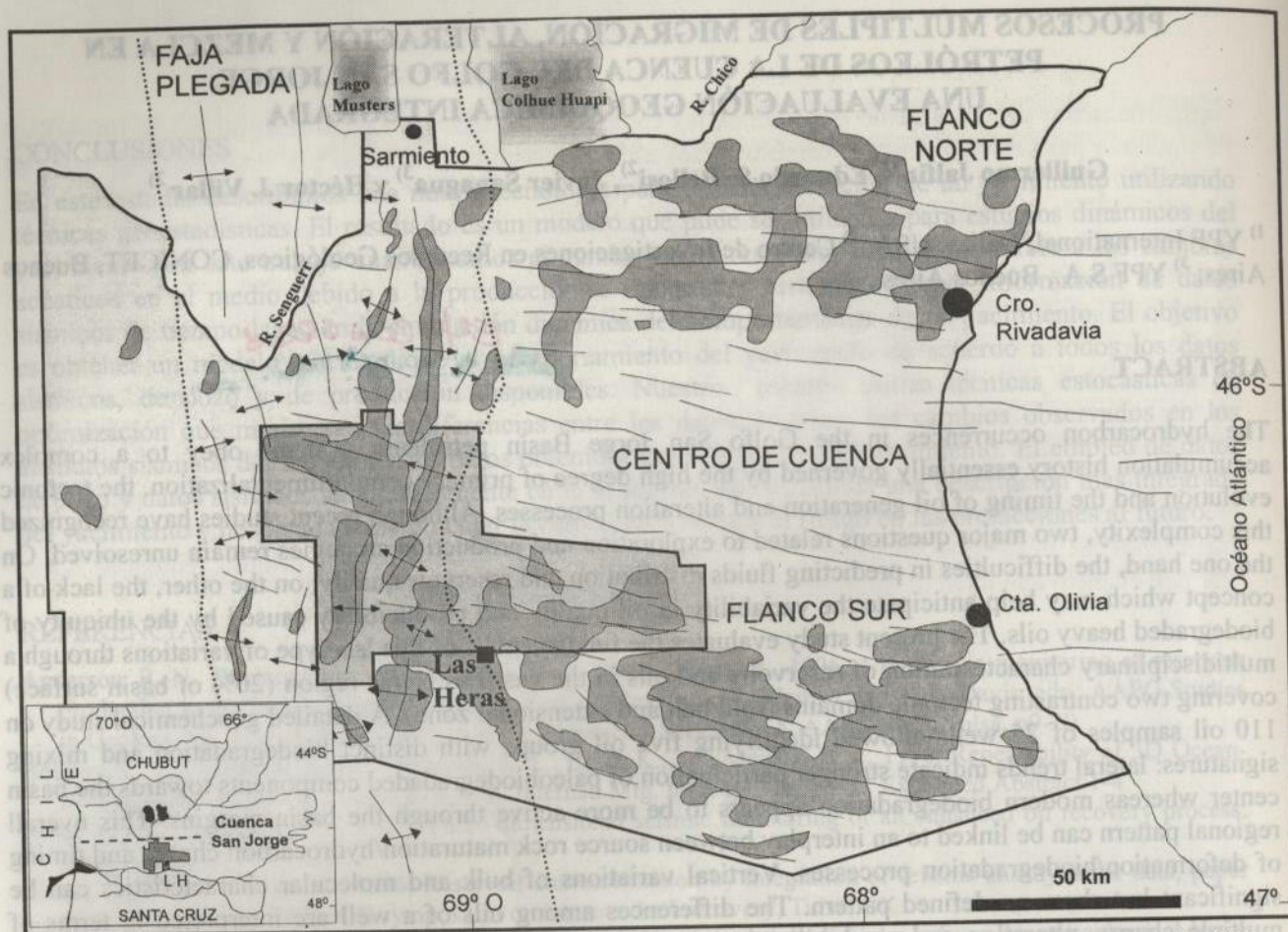


Fig.1. Yacimientos de la Cuenca San Jorge y ubicación de la región Las Heras con los principales lineamientos estructurales (fallas y pliegues).

en el Jurásico medio se formó un extenso complejo volcánico-volcanoclástico ácido (Gr. Lonco Trapial). Luego de la culminación del *rifting*, entre el Jurásico superior-Cretácico basal (Neocomiano), tuvo lugar la sedimentación de pelitas y areniscas en depocentros (hemigrábenes) lacustres y fluviodeltaicos que constituyen las Fms. Aguada Bandera y Cerro Guadal, generadoras de hidrocarburos en el Flanco Oeste (Figari et al., 1997).

El desarrollo de la cobertura subsecuente (Gr. Chubut y unidades terciarias) se inicia con la etapa de hundimiento por subsidencia térmica y la generación de un expandido sistema lacustre somero (*sag* temprano), que dio paso a la acumulación de sedimentos finos ricos en materia orgánica de la Fm. D-129 (Hauteriviano-Aptiano temprano). Esta unidad ha sido definida en subsuelo y considerada para toda la región oriental como la generadora de la mayor parte, sino todos, los hidrocarburos acumulados (Van Nieuwenhuise y Ormiston, 1989; Yllañez et al., 1989; Villar et al., 1996). No obstante, recientes estudios geoquímicos del Flanco Sur (Sylwan et al., 1998) han asignado cierta potencialidad a las unidades neocomianas subyacentes, generadoras en el Flanco Oeste (Figari et al., 1997). En el sector de estudio, la Fm. D-129 posee 800 m de espesor medio. En su sección inferior se reconocen areniscas y capas de yeso por encima de una marcada discordancia erosiva. La sección media está dominada por areniscas y tobas finas de amplia distribución en la cuenca, cubiertas por calizas oolíticas intercaladas con limoarcilitas negras y en menor cantidad tobas finas. La sección superior, único tramo aflorante de la unidad, es rica en piroclásticos (tobas arenosas finas), margas y calizas con limoarcilitas negras interestratificadas. En sus reducidas exposiciones se identificaron ostrácodos, carófitas (Hechem et al., 1987), polen de angiospermas primitivas con predominio de *Classopollis* y colonias algales (*Botryococcus*) que formaban parte del fitoplancton lacustre (Vallati, 1996). Hacia el margen NO de la cuenca la sección superior es reemplazada por facies areno-conglomerádicas y piroclásticas rojizas de origen fluvial entrelazado a meandrante conocidas como Fm. Matasiete. Estas a su vez progradan sobre los depósitos lacustres conformando pequeños lóbulos deltaicos. La acumulación de la Fm. D-129 ocurrió en lagos salino-alcálinos, bien estratificados, con aguas de fondo deficientes en oxígeno y bordeados por costas con ooides (Fitzgerald et al., 1990; Peroni et al., 1995).

La subsiguiente etapa de hundimiento comprende un conjunto de unidades fluviales que constituyen los principales reservorios. La Fm. Castillo, también denominada en subsuelo Fm. Mina del Carmen, está integrada por tobas vítreas y cristalinas, primarias y retrabajadas, y areniscas tobáceas que alcanzan 600 m de espesor en la zona de estudio y un máximo de 900 m en el codo del Río Senguerr y centro de cuenca (Sciutto, 1981). Su base es plana pero discordante sobre la Fm. D-129. Por sus relaciones estratigráficas y escaso contenido fosilífero ha sido asignada al Aptiano tardío-Albiano. Nuevas edades Ar-Ar medidas en tobas de la sección superior del codo del río Senguerr indicaron una antigüedad albiana media a tardía (104.8 Ma y 97.8 Ma). De acuerdo con estas edades absolutas y las determinadas para la sección más baja de la Fm. Bajo Barreal, se considera que el contacto Fm. Castillo - Fm. Bajo Barreal (o de sus equivalentes) es próximo al límite Albiano-Cenomaniano (*i.e.* 96 Ma). La sección superior que aflora cerca del área de estudio (R. Senguerr), enseña cuerpos areno-tobáceos canalizados acumulados por cursos fluviales con sinuosidad creciente hacia el tope y facies piroclásticas finas de planicie de inundación con abundantes paleosuelos y depósitos de lagunas efímeras.

La Fm. Bajo Barreal y sus equivalentes de subsuelo Fm. Comodoro Rivadavia (Flanco Norte) y Fm. Cañadón Seco (Flanco Sur) cubren concordantemente a la anterior. Si bien su espesor varía entre 400 y 1100 m, en la región estudiada alcanza aproximadamente 600 m de potencia. Allí es posible diferenciar la "Sección tobácea" o basal, de 150-200 m y de carácter transicional con la Fm. Castillo; una sección inferior con proporción subordinada de cuerpos arenosos (20 - 40 %) y la sección superior con muy escasos cuerpos de arena. Tal división sería correlacionable con los tres miembros definidos por Lesta (1968) para la Fm. Cañadón Seco. Los reservorios de mayor producción se concentran en las dos secciones inferiores. En la región Las Heras, la sección superior constituye el sello principal de la sucesión productiva.

El hallazgo de una primitiva asociación palinológica de angiospermas en subsuelo permitió datar esta formación entre el Albiano cuspidal(?)/Cenomaniano y el Turoniano (Archangelsky et al., 1994). Este rango temporal es corroborado por nuevas dataciones Ar-Ar de tobas e ignimbritas de diferentes localidades: Codo del río Senguerr (94.2 ± 0.63 Ma), Co. Ballena (91 ± 0.49 Ma) y Co. Colorado de Galveniz (95.8 ± 0.81 Ma).

El análisis de facies tanto en afloramientos (Bridge et al., 1997) como de subsuelo permitió caracterizar un modelo de sedimentación fluvial perenne, coherente con el paleoclima conocido (Archangelsky et al., 1994). Las corrientes habrían tenido un solo canal principal de sinuosidad baja ($S < 1,2$), por sectores entrelazado, ancho de 65-200 m y profundidad media de 2,5 m. Repetidos desbordes de canal serían responsables de la alta frecuencia de cuerpos lobulados (base plana y techo convexo) secundarios. El sistema fluvial tuvo en general una distribución centrípeta durante la sedimentación de la sección inferior de la Fm. Bajo Barreal. En la región Las Heras (Flancos sur y oeste), el transporte fue combinado con una componente principal axial (hacia el SE) y otra secundaria hacia el E y NE, debido a una red de drenaje bien definida con paleovalles paralelos a las fallas y ubicados en los bloques bajos (Hechem, 1998).

El Gr. Chubut culmina con la Fm. Laguna Palacios o equivalentes Fm. El Trébol (F. Norte) y Fm. Meseta Espinosa (F. Sur), presentando relaciones estratigráficas concordantes sobre la Fm. Bajo Barreal, aunque en posiciones marginales puede ser discordante. Esta unidad suele ser referida conjuntamente con la sección superior de la Fm. Bajo Barreal debido a la dificultad de separarlas en subsuelo. En Las Heras el espesor varía entre 400 y 750 m, distinguiéndose una Sección O-2 (Lesta, 1968) con mayor proporción de cuerpos arenosos muy lenticulares y otra Sección superior de litología fina. Su antigüedad es considerada santoniano-maastrichtiano temprana por Fitzgerald et al. (1990). En coincidencia, una nueva datación de un cuerpo piroclástico primario basal al oeste de Las Pulgas indicó una edad Ar/Ar santoniana tardía (85.1 ± 0.79 Ma). Se constituye de tobas, areniscas y limolitas tobáceas depositadas en planicies aluviales edafizadas y cursos fluviales menores, con persistentes lluvias de ceniza y polvo volcánicos. En la zona estudiada, esta entidad es improductiva, aunque algunos reservorios de la sección más alta se explotaron en el sector oriental del Flanco Norte. Tal sección queda expuesta en anticlinales desventrados de la Faja Plegada (*e.g.* A. Perales).

La columna estratigráfica se completa con la sucesión maastrichtiana-miocena media que cubre al Gr. Chubut. En la región de LH ésta desarrolla una potencia máxima de 600 m, distinguiéndose cinco unidades marinas y continentales.

Geología estructural

Los segmentos estructurales mayores de la cuenca se dibujan en la Fig. 2. El sector *offshore* oriental es un gran graben E-W asimétrico, mientras que en la región continental pueden distinguirse tres áreas principales. Los Flancos Norte y Sur presentan un diseño en hemigrábenes basculados, con fallas directas ONO que se hunden hacia el centro de cuenca. El perfil N-S de la cuenca es levemente asimétrico, siendo el Flanco Sur más tendido. Tal patrón extensional es interrumpido hacia el oeste por la interposición de la Faja

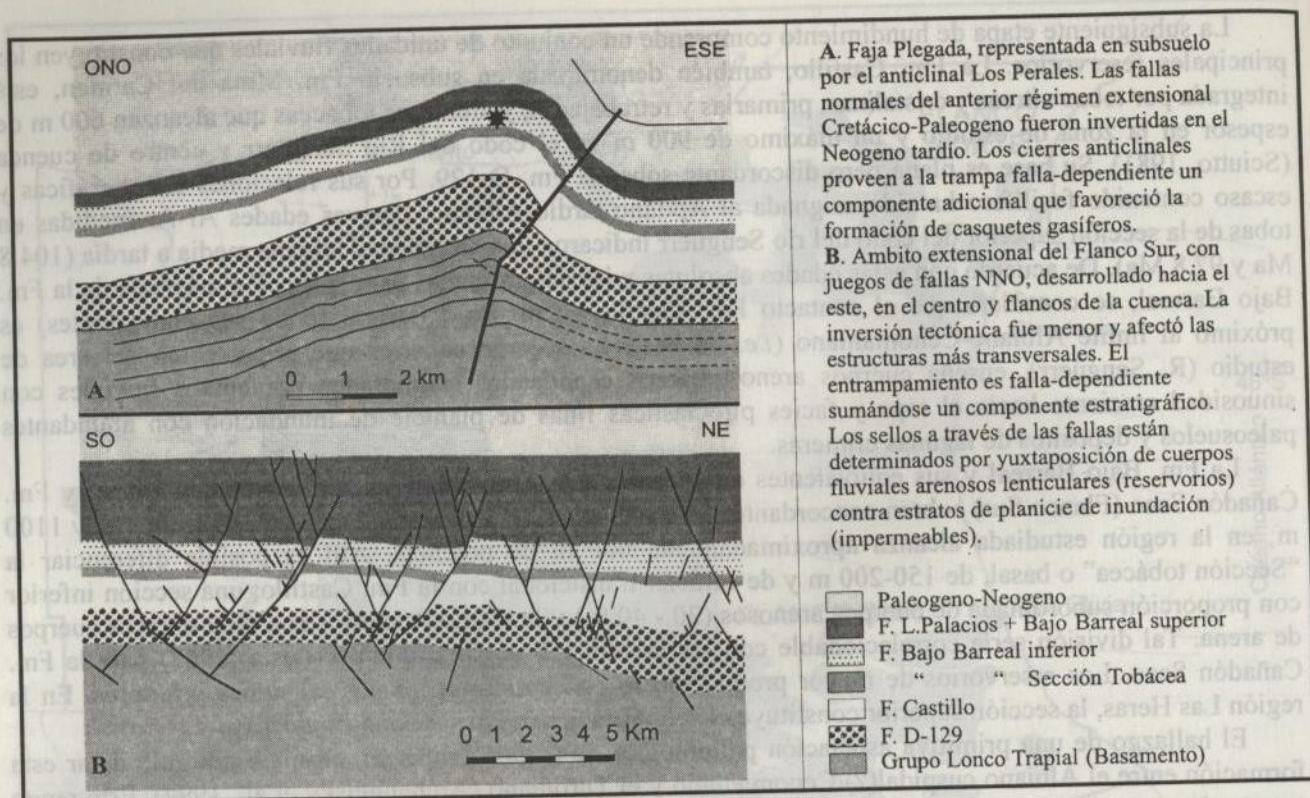


Fig. 2. Secciones estructurales del ámbito de la Faja plegada (A) y zona extensional (B).

Plegada San Bernardo, de rumbo NNO, producto de inversión compresiva. Un panorama de las características tectónicas de la cuenca ha sido elaborado por Barcat et al. (1989) y Fitzgerald et al. (1990).

El sector de estudio comprende al oeste una amplia porción de la Faja Plegada, y al este una zona extensional. Esta última presenta un sistemas de fallas directas ONO, principales y secundarias que delimitan hemigrábenes y grábenes basculados suavemente ($2-4^\circ$) al NNE. La extensión máxima calculada para este sector SO de la cuenca no superó el 10 %. La mayoría de la fallas seccionan toda la columna cretácica con rechazos de 20 a 100 m, truncándose en la base del Paleogeno. Dicho rasgo sumado al crecimiento estratigráfico que exhiben la sección superior de la Fm. Bajo Barreal y la Fm. Laguna Palacios (Verges et al., 1998) indican que este sistema de fracturación tensional se generó principalmente durante el Cretácico tardío (Coniaciano-Maastrichtiano temprano), soportando durante el Paleogeno algunos eventos de reactivación. Las fallas principales conectan directa y verticalmente la roca madre con los reservorios de la Fm. Bajo Barreal inferior. Algunos bloques presentan anticlinales de eje paralelo a las fallas, interpretados como *roll-over*. Sin embargo, la mayor parte de ellos serían suaves pliegues compresivos ya que geométricamente no resuelven un patrón tensional (Verges et al., 1998). Este rasgo estructural acusa signos de leve inversión tectónica hasta ahora desconocidos para el ámbito extensional (Fitzgerald et al., 1990).

En la Faja Plegada se reconoce un patrón deformacional de interferencia, entre estructuras extensionales jurásico-cretácico tempranas alineadas al NO y otras compresivas cenozoicas de orientación NNE, producto de la inversión tectónica (Homovic et al., 1993). En la dirección del transporte tectónico el acortamiento es reducido ($< 8\%$). Una serie de anticlinales principales (El Guadal, Los Perales, Cerro Bayo) constituyen un frente anticlinal fragmentado de rumbo NE con distribución *en echelon*, cuyos fragmentos quedan definidos por zonas de fallas de rumbo NO. Los anticlinales principales presentan un desplazamiento dextrógiro controlado por fallas preexistentes del sistema de rift jurásico. Las fallas principales que levantan estos grandes pliegues enseñan crecimiento para las Fms. D-129 y Castillo y se hallan invertidas. Existen dos conjuntos mayores de fallas. Las NNE con notoria inversión estructural, y las ONO con menor grado de inversión. El estilo de plegamiento está dominado por pliegues discontinuos tipo "cajón", asociados a fallas inversas vergentes al este y oeste producto de la reactivación compresiva de fallas de rumbo y normales preexistentes (Peroni et al., 1995). Los anticlinales son sinuosos a subparalelos, asimétricos, discontinuos e irregularmente espaciados. Los pliegues grandes son por lo general estrechos y con uno de sus flancos seccionado por fallas inversas. Si bien el desarrollo principal de la inversión tectónica tuvo lugar en el Mioceno medio, es probable que el plegamiento y ascenso de la comarca se extienda hasta el Plioceno o incluso el Cuaternario a juzgar por los rasgos neotectónicos presentes.

La transición entre los ámbitos extensional y plegado se resuelve a través de una rampa cóncava hacia el E buzante al E, cuyo origen se vincularía a los procesos compresivos de la propagación de una falla profunda.

CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS

El sistema de reservorios múltiples presenta un alto grado de compartimentación, cuya inhomogeneidad se manifiesta en varios niveles (Jalfin, 1995). Los compartimentos mayores están determinados por la estructuración (grábenes, hemigrábenes y pliegues fallados) y la arquitectura aluvial. A escala intermedia por los cambios en la geometría, densidad e interconexión de los cuerpos de arena. Y a escala menor por heterogeneidades intrareservorio y barreras de permeabilidad expresadas como discontinuidades, cambios de litofacies y superficies limitantes o bien variaciones zonales diagenéticas o petrofísicas.

La principal unidad productiva es la Fm. Bajo Barreal y sus equivalentes en ambos flancos. Las secciones inferiores están integradas por fangolitas y areniscas muy finas arcillosas de matriz tobácea fina (80-60 %) en las que se intercalan cuerpos arenosos lenticulares (20-40 %). Desde una óptica arquitectónica, la sucesión aluvial de Bajo Barreal está compuesta por tres elementos o asociaciones de facies: depósitos arenosos de canal principal, lóbulos de explayamiento y facies de planicie de inundación. Los cuerpos arenosos son el relleno de canales fluviales que funcionan como reservorios principales. Los explayamientos corresponden a estratos de areniscas finas poco seleccionadas, delgados (0.3 -1.0 m) y con geometría lobulada. Su comportamiento es variable entre reservorio de baja calidad y sello lateral. Los depósitos más finos son limolitas y areniscas finas interestratificadas con cenizas y polvo volcánicos que conforman cuerpos mantiformes de amplia extensión (sellos laterales).

La sección productiva multireservorio mide 350-700 m de espesor. En términos generales para los yacimientos de Las Heras, un tercio a la mitad de los cuerpos de arena principales son reservorios petrolíferos. A su vez, en un tercio de estos suele concentrarse el 70-75% de la producción total del yacimiento. En promedio, cada sondeo atraviesa 4 niveles mineralizados (rango 2 a 7). Debido a la escasa interconexión y el aislamiento, cada cuerpo arenoso funciona como un reservorio hidráulicamente independiente. Los cuerpos de arena canalizados presentan geometría mantiforme y miden en promedio entre 200-800 m de ancho (máximo de 1200 m) y 1,5 a 7 m de espesor (espesor medio 2,5 m). Algunos son cordoniformes, con relaciones ancho/espesor menor a 15. Litológicamente son waques líticas medianas a muy gruesas, con abundante matriz arcillo-tobácea y cemento silíceo. La porosidad efectiva es de 17 % (rango 12-22 %), su arcillosidad de 0.15 a 0.40 y la permeabilidad del orden de 10-100 mD. Los significativos cambios diagenéticos dentro de los estratos arenosos provocan alteraciones en sus propiedades petrofísicas. El alto contenido de cenizas y polvo volcánico deteriora la calidad de los reservorios, incrementando la saturación de agua irreducible. La alteración del vidrio volcánico en material arcilloso produce obstrucciones en las gargantas porales, volviéndose un factor crítico si el petróleo ha sido biodegradado y aumentó su viscosidad.

Las propiedades principales de los cuerpos arenosos aflorantes son similares a las reconocidas en reservorios de subsuelo (Bridge et al., 1997). El espesor individual es coincidente, pero existe una proporción significativa con anchos de 100 a 150 m, inferior al espaciamiento medio de pozos (300 m). No obstante, la relación ancho/espesor se mantiene tanto para los casos de superficie como de subsuelo en el mismo rango, i.e. $17 < A/E < 54$. Los rasgos anatómicos son mejor observados en los ejemplos de superficie. Internamente presentan estratos inclinados de gran escala de hasta 10° de inclinación que varían lateralmente de planares a convexos o cóncavos, representando barras y relleno de canales laterales. Pequeños canales seccionan también el tope de algunas barras arenosas. Domina la estratificación cruzada planar y de pequeña escala. El arreglo arquitectónico es abierto, con muy escasos cuerpos en contacto, por lo que la densidad areal no supera el valor de 0,5. Se han distinguido secuencias del orden de 100 metros con incrementos hacia arriba en el espesor y ancho de los cuerpos y la densidad e interconexión de los mismos, cuyo origen es incierto. Si bien responderían a aumentos en las dimensiones de los canales y faja de canales, también podrían relacionarse con variaciones en la tasa de sedimentación, nivel de base, frecuencia de avulsión, ancho de la planicie y su basculamiento tectónico (Bridge et al., 1997). La continuidad lateral de estas secuencias alcanzaría algunos kilómetros de extensión, por lo que se desconoce si el control de su formación fue local, regional o ambos. Los aumentos locales en la densidad arquitectónica podrían deberse a la proximidad de puntos de avulsión, cerca de zonas de mayor subsidencia localizada y durante períodos con cordones aluviales altos. Por otra parte, los aumentos regionales en la densidad arquitectónica se relacionarían con el incremento en el tamaño de los canales, en la tasa de agradación y frecuencia de avulsión vinculados al aumento en la descarga y suministro de sedimentos debido a ascensos tectónicos, volcanismo o cambios

climáticos, posiblemente condiciones de mayor humedad y ascenso del nivel de base (lago). Los depósitos de grano fino de la sucesión son limolitas tufíticas, tobas e ignimbritas en la forma de mantos con decímetros a algunos metros de espesor. Por lo general son macizos o con laminación paralela o cruzada que comúnmente se halla deformada por bioturbación (excavaciones de invertebrados, raíces) y algunas grietas de desecación. En ciertos horizontes aparecen concreciones carbonáticas y de óxido de hierro.

La migración secundaria fue predominantemente vertical a lo largo de fallas de alto ángulo, dada la inexistencia de conductos laterales (*carrier beds*) de suficiente extensión. Como se señaló, los estratos permeables son lentes aisladas y de dimensiones reducidas. La comunicación bloque a bloque habría sido subordinada y sólo cuando la falla yuxtapone reservorios a ambos lados. Las trampas son combinadas, gobernadas por la estructura, cambios estratigráficos laterales, geometría y orientación del reservorio respecto del basculamiento del bloque y variaciones diagenéticas (Bellosi et al., 1997). En la Faja Plegada el control estructural es dominante, mientras que en la zona extensional las trampas son algo más dependientes de la geometría y orientación de los cuerpos de arena. En esta última zona, el carácter mantiforme y las mayores dimensiones de los reservorios de la Sección Tobácea hacen que el entrampamiento tenga un control más estructural, ya que las acumulaciones se concentran sobre el sector más elevado y contra la falla.

GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO

Materiales y métodos

El conjunto de los petróleos estudiados (Cuadro 1) proviene de 25 pozos del área que fueron muestreados con distinta intensidad en función de las características productivas de los niveles de reservorio y las posibilidades operativas. Así, varios pozos resultaron con un número elevado de muestras en rangos de profundidad relativamente amplios (e.g.: LC-551 y LP-1039, 8 muestras cada uno, en un intervalo total varios cientos de metros) mientras varios otros proveyeron apenas una o dos muestras para su estudio (e.g.: EG-208; LP-1332; LP-908, LP-1351; LP-1305). Se asume, sin embargo, que el número de 110 muestras es suficientemente importante como para representar coherentemente la distribución de fluidos en el subsuelo a nivel regional. La división en los grupos 1 a 5 obedece a características composicionales moleculares que se discuten a lo largo de este trabajo. Todos los petróleos fueron analizados exhaustivamente con la misma metodología consistente en la determinación de sus propiedades físicas y composicionales (densidad API, viscosidad, contenido % en azufre, composición global, isótopos de carbono en hidrocarburos saturados y aromáticos), evaluación de sus características de cromatografía de gases (GC) de petróleo total y de la fracción liviana (C_7 GC) y moleculares (biomarcadores de hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos mediante cromatografía de gases – espectrometría de masas; GC-MS). Adicionalmente, sobre algunas muestras seleccionadas, se efectuó análisis de muy alta resolución de biomarcadores (GC-MS-MS) y cromatografía de gases de alta temperatura (HTGC) para control de eventuales variaciones no detectables mediante la metodología convencional. Debido a la muy baja cantidad de material (anillo de petróleo en agua), en algunas muestras no pudo medirse la densidad API y la viscosidad.

Origen y composición de los petróleos

Los petróleos presentaron claras evidencias moleculares y composicionales que los vinculan genéticamente con las pelitas de D-129. El origen de las diferencias detectadas entre los mismos debe buscarse en procesos secundarios como maduración, migración, alteración (ver Blanc y Connan, 1994, y las referencias allí incluidas) y no en rasgos primarios de la roca madre. Las muestras evaluadas tienen mayoritariamente densidades API entre 20 y 30°, lo cual califica a los petróleos como pesados a intermedios. Existen también, hacia los extremos de la distribución, algunos fluidos más pesados de entre 15 y 20° API, y otros definitivamente livianos (rango 30-38° API). Las viscosidades (40°C) son en su mayoría altas, pero en un rango general amplio desde unas decenas a varios miles de cP. Sobre una base global, los petróleos deben considerarse ricos en compuestos NSO, asfaltenos e hidrocarburos aromáticos, con características generales similares a los estudiados en otras áreas de la cuenca (Yllañez et al., 1989; Villar et al., 1996).

Alteración de los petróleos

Los petróleos presentan diferencias sustanciales en sus cromatogramas de gases, principalmente originadas en procesos de alteración biológica en el reservorio. Estos procesos son análogos a los documentados por Villar et al. (1996) para las áreas Piedra Clavada, El Cordón y Sur Río Deseado y no se profundizará en sus fundamentos. Sí se ilustran (Fig. 3) distintos patrones de alteración en cuatro muestras de la serie: Nx-28 (923 m) con fuerte alteración generalizada de n-parafinas y preservación de isoprenoides; LC-568 (1011.5 m) con alteración de n-parafinas especialmente en el rango de peso molecular medio a bajo; LC-566

CUADRO I - PETRÓLEOS ESTUDIADOS (Fm. Bajo Barreal - Sección Inferior)

MUESTRAS		Fluidos	API (°)	Viscosidad (cP)	COMPOSICIÓN (%)			
Pozo	Prof. (m.)				Saturados	Aromáticos	NSO	Asfaltenos
Grupo 1								
EG-43	512	AR	19.5	N.D.	56.3	23.5	17.5	2.6
	888.5	AR	34.3	N.D.	63.6	21.1	12.2	3.1
	908	AR	29.3	N.D.	61.7	22.6	13.7	2.0
	1076.5	AR	N.D.	N.D.	62.2	18.2	14.7	4.8
	423.5	AR	38.0	N.D.	76.4	14.4	8.8	0.5
EG-208	478	PAG	24.8	142	62.4	21.4	13.4	2.8
	724.5	AR	19.1	34100	48.8	25.6	19.5	6.1
EG.a-445	934	APG	23.9	760	58.1	24.4	14.6	2.8
	1124.5	APG	22.9	680	57.9	23.5	15.6	3.0
	1167.5	APG	22.4	460.0	35.9	14.1	10.6	39.4
Grupo 2								
LP-1332	1540	ARG	N.D.	N.D.	43.9	9.2	5.1	41.8
	1673	AR	N.D.	N.D.	40.3	8.8	6.0	45.0
LM-96	1489.5	PG	35.2	23	71.3	18.8	7.6	2.2
LC-551	431.5	APG	22.5	930	58.0	18.0	12.0	12.0
	488.5	AR	23.2	N.D.	44.6	19.8	17.4	18.2
LC-560	508	PA	24.9	290	63.1	21.0	13.5	2.4
	543.5	PA	26.2	330	61.3	19.1	14.0	5.6
	560.5	PA	30.8	105	65.2	20.3	12.3	2.2
	593.5	PAG	27.6	115	66.1	18.4	13.1	2.4
	668.5	PAG	32.5	45	67.2	15.6	10.8	6.4
	780	PAG	20.7	865	57.5	22.3	14.8	5.4
	1436.5	PG	29.8	330	57.9	17.6	13.1	11.3
	1493	PG	27.8	1250	47.9	15.4	11.5	25.2
	1513.5	PG	29.4	310	58.7	19.8	15.7	5.8
	960.5	P	19.9	3000	51.2	24.7	18.8	5.2
LC-566	961.5	PA	20.3	1670	54.7	25.5	17.3	2.4
	1106	P	29.6	150	62.2	20.4	15.2	2.2
	1199	PA	28.9	170	63.1	21.4	12.9	2.6
	1249.5	AP	25.1	370	64.2	20.3	14.9	0.7
	1308	PG	28.4	180	59.4	21.5	17.7	1.4
	1351	AP	32.7	40	49.3	16.8	16.6	17.3
	779	P	19.6	3920	48.9	25.2	21.3	4.7
	875	PAG	20.7	1860	53.0	25.5	20.0	1.5
	1011.5	PAG	23.6	700	55.4	23.6	19.8	1.2
	1174	P	31.1	70	61.3	21.5	16.0	1.2
LC-568	1208	PA	31.7	80	64.5	19.8	13.6	2.1
	1242.5	PAG	30.7	120	61.9	21.0	15.1	2.1
	1418.5	PA	26.0	630	57.1	23.1	15.7	4.0
Grupo 3								
LP-908	960.5	PA	27.9	227	63.1	19.7	11.6	5.6
LP-1351	866.5	P	24.2	1400	49.2	20.7	13.4	16.7
	1024.5	P	22.8	1000	52.9	25.3	16.3	5.4
LP-993	1044.5	APG	23.0	480	54.1	19.1	15.3	11.5
LP-1039	996.5	PA	20.1	850	52.3	22.4	16.2	9.1
	1043	AR	20.1	5240	40.4	19.9	15.2	24.4
LP-1035	1128	P	20.0	1380	60.0	21.1	13.5	5.3
	1192.5	P	21.9	3070	50.1	25.8	15.9	8.2
	1205	P	24.0	2150	49.2	26.3	21.1	3.3
	1298.5	AP	19.3	2360	40.3	19.1	14.3	26.3
	1314.5	AR	22.8	N.D.	58.8	19.3	12.4	9.5
	1338	P	19.8	5340	46.2	17.2	10.8	25.8
	1160	PG	19.6	1090	51.3	21.1	17.4	10.1
	1244	AR	N.D.	N.D.	50.2	29.6	18.8	1.3
	677.8	AP	19.8	1535	53.2	21.1	13.6	12.1
	702.3	PA	20.3	1360	50.4	22.1	13.4	14.1
LP-1367	752.3	P	18.4	4800	49.1	20.6	14.4	15.8
	771.8	P	26.7	210	57.6	22.7	12.8	6.9
(continúa Grupo 3)								
LP-1367	920.5	P	20.7	1170	53.3	24.2	14.2	8.3
	957	PG	24.8	200	62.6	20.8	12.6	4.1
LC-552	486	P	25.3	580	60.0	22.3	15.8	1.9
	575	AR	N.D.	N.D.	47.2	20.8	17.7	14.2
	641	AP	20.4	N.D.	59.0	20.1	15.3	5.6
	641	AP	17.6	1370	45.3	16.8	11.7	26.3
	654.5	AR	17.4	N.D.	45.4	18.1	15.7	20.7
	788	AR	14.6	380	38.6	16.5	13.3	31.6
CG-18	840	PA	23.1	7270	60.2	14.5	7.7	17.5
	566	GP	28.2	7920	43.5	19.4	14.7	22.4
	666.5	PG	23.8	580	55.9	24.1	15.6	4.4
	785.5	PA	18.7	1840	53.2	22.9	15.9	7.9
Nx-28	872	P	22.2	210	60.0	20.0	14.9	5.1
	905	PG	28.1	220	60.5	24.6	12.3	2.5
	950	PG	29.9	140	68.0	15.8	10.3	5.8
	671.5	PG	19.7	870	55.5	22.3	16.2	6.1
	881	PA	22.1	950	61.5	20.2	13.9	4.4
	923	P	19.5	2580	41.6	19.4	14.2	24.8
	1098	AR	24.0	975	58.0	24.3	14.9	2.9
	1336.5	AR	35.2	N.D.	63.9	17.7	11.2	7.2
	649	P	26.7	400	60.8	22.2	16.0	0.9
	686	PA	26.9	230	58.0	23.5	17.6	0.8
LC-538	698	P	26.1	290	54.8	22.8	16.7	5.7
	732	PAG	26.7	180	62.5	18.9	14.0	4.6
	754.5	AR	29.0	250	60.3	18.3	9.6	11.8
	772	P	32.8	70	66.9	20.1	12.0	1.1
	834	PG	32.7	70	67.8	19.8	12.0	0.4
	1182.5	PG	21.1	1150	51.9	25.8	17.2	5.0
	1290.5	PG	26.2	1050	54.9	22.5	13.8	8.7
	1308.5	PG	20.7	650	56.7	21.0	14.6	7.7
	1333	APG	18.1	30000	58.3	18.7	15.6	7.4
	1346.5	AR	22.5	N.D.	58.9	23.7	15.3	2.1
CG-505	1347	APG	24.1	N.D.	60.5	21.7	15.8	2.0
	Grupo 4a							
CG-508	1310.5	APG	23.5	5150	51.2	20.7	18.9	9.2
	1339.5	P	21.3	3580	49.8	18.2	14.3	17.6
	1414.5	PG	22.4	1170	44.4	17.6	11.5	26.5
1492.5	AP	19.2	1210	51.0	19.4	13.2	16.5	
Grupo 4b								
LP-1146	236	P	28.5	310	57.2	23.2	17.0	2.6
	468.5	P	27.3	660	55.2	25.7	16.2	2.9
	585.5	PG	31.6	230	59.1	22.7	13.3	4.9
	624.5	P	28.3	280	62.7	21.7	12.3	3.3
LP-737	678.5	PG	34.9	23	73.3	16.2	7.7	2.8
	834.5	AR	12.4	1240000	57.6	17.4	12.6	12.4
	928	AR	17.3	N.D.	51.1	21.1	13.8	14.0
Grupo 5								
CñE-827	2158	PA	18.8	506000	30.5	12.8	8.0	48.7
	2208.5	PA	19.6	2310	54.6	18.3	12.8	14.2
CñE.a-825	2268	PA	17.3	2040	45.5	18.5	11.8	24.2
	2330.5	PA	24.0	166	39.9	16.1	9.3	34.7
	1753	P	34.9	60	69.0	16.8	10.1	4.1
	1897.5	P	35.9	40	70.2	17.1	8.9	3.8
	1935	AR	N.D.	N.D.	52.6	17.1	11.4	18.9
	2079	P	32.5	40	64.8	21.1	9.8	4.3
CG-505	2347.5	PG	28.7	50	63.0	17.4	8.3	11.2
	2392.5	PG	29.5	50	64.2	17.9	9.3	8.6
A: Agua; P: Petróleo; G: Gas; R: Rastros de petróleo.								

A: Agua; P: Petróleo; G: Gas; R: Rastros de petróleo.

(1106 m) con muy leve alteración de sus n-parafinas livianas; CñE.a-825 (1753 m) sin alteración aparente.

En el diagrama que combina características primarias del tipo de materia orgánica y ambiente de deposición de la roca madre con los efectos secundarios de maduración térmica y biodegradación, el total de las 110 muestras se distribuye a lo largo del campo de "materia orgánica mixta" pero sobre una amplia extensión del "eje" maduración-biodegradación, efectos que juegan en sentido contrario respecto de los cocientes pristano/n-C₁₇ versus fitano/n-C₁₈. Como las diferencias de madurez detectadas en los petróleos por diversos métodos no son muy marcadas, se puede considerar que la ubicación de las muestras en el diagrama obedece fundamentalmente a la alteración de las parafinas del rango medio y, sólo secundariamente, a variaciones de madurez térmica. De hecho, las cuatro muestras tomadas como ejemplo representan un rango

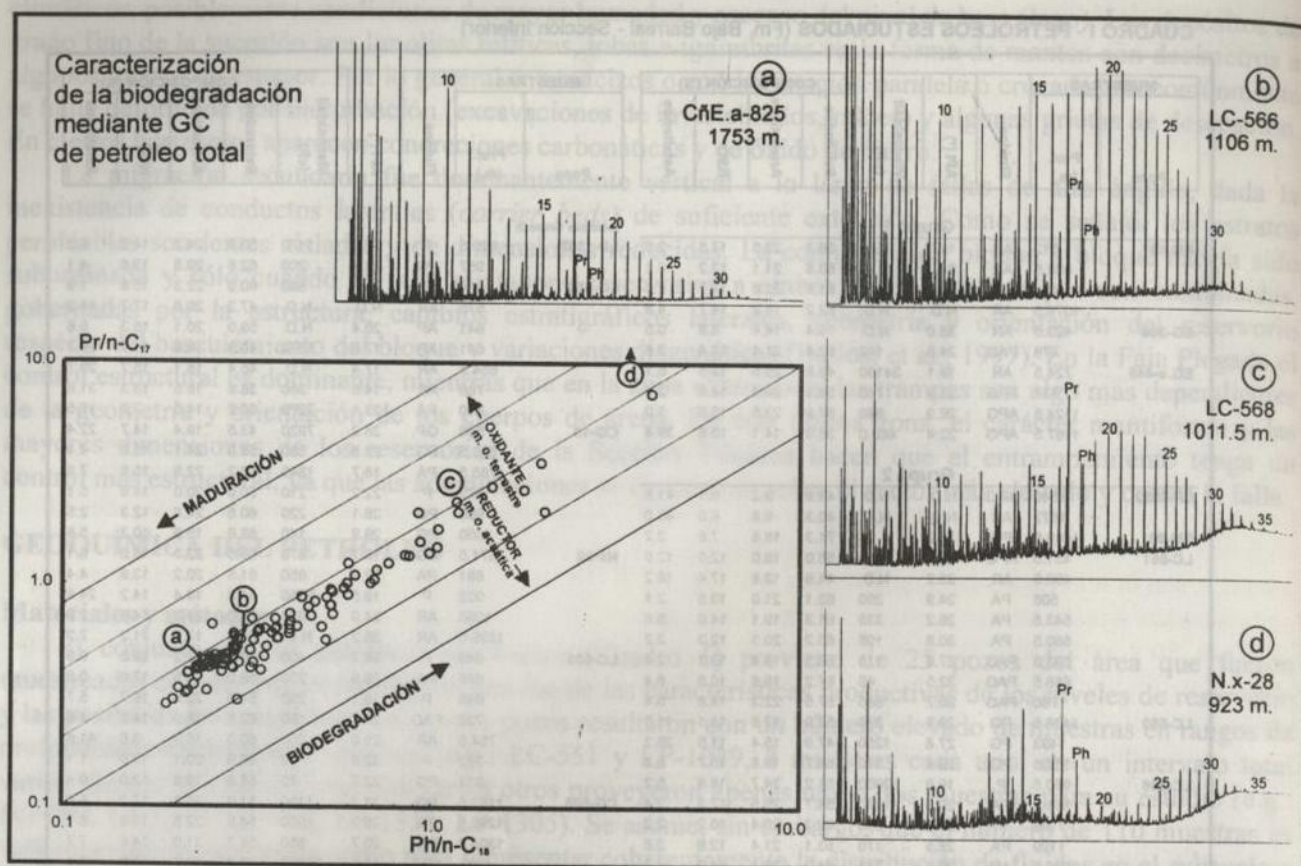


Fig. 3. Cromatogramas de gas de cuatro petróleos representativos de la serie estudiada. El diagrama pristano/ n -C₁₇ versus fitano/ n -C₁₈ de las 110 muestras es ilustrativo del amplio rango del nivel de biodegradación de las parafinas de los petróleos.

de biodegradación del petróleo desde moderado a nulo y así quedan posicionadas en el diagrama considerado. Puede considerarse que el 60% de las muestras presentan algún tipo de efecto biodegradativo detectable mediante la cromatografía de gases de petróleo total.

Otra aproximación a los procesos de alteración de los petróleos está dado por la cromatografía de gases de la fracción C₆-C₇ (Mango, 1997, y referencias allí incluidas). Estos compuestos son extraordinariamente sensibles no sólo a procesos de biodegradación sino también a alteraciones no biológicas (lavado por agua, fraccionamiento evaporativo, maduración) y, por lo tanto, resultan muy útiles para monitorear la historia de petróleos en el reservorio. El diagrama de los vectores de alteración de Thompson (1987) de la Fig. 4, es ilustrativo de cómo los petróleos de la serie se apartan del campo de los "originales" es decir, de petróleos no alterados. La gran mayoría de los compuestos livianos de las muestras (más del 75%) acusan haber sido alterados en el reservorio, y en numerosos casos, mediante alteraciones múltiples y combinadas. Como casos arquetípicos, se presentan los cromatogramas correspondientes a los mismos cuatro petróleos de la Fig. 3. En N.x-28 (923 m), el petróleo parece haber experimentado un proceso de fraccionamiento evaporativo que lo enriqueció fuertemente en tolueno frente a n -heptano, presente en bajísima concentración, además de una biodegradación concomitante. Es posible que el petróleo de LC-566 (1106 m) haya sido afectado por un proceso semejante pero de menor intensidad. Por otro lado, la baja relación n -heptano/metilciclohexano en LC-568 (1011.5 m) implica una alteración biológica de los livianos de este petróleo. Por último, en CñE.a-825 (1753 m), la alteración parece haber sido vectorizada exclusivamente hacia el lavado por agua (drenaje de tolueno), aunque una maduración térmica adicional en el reservorio no puede descartarse completamente. El diagrama triangular (Fig. 4; P1-P2-P3) de Mango reconoce a este último petróleo como el único con livianos no biodegradados, mientras que en los otros tres los niveles de biodegradación son análogos a los de la cromatografía de petróleo total.

Biodegradación intensa y mezcla de petróleos

Específicamente los biomarcadores triterpanos resultaron de gran utilidad en la caracterización de los petróleos. Al igual que otros petróleos de la cuenca, las 110 muestras presentan cantidades variables de la serie completa de hopanos desmetilados en C10 (25-norhopanos) cuyo significado (ver, por ejemplo, McCaffrey et al., 1996) y evaluación fue detallado para distintas áreas de la cuenca por Villar et al. (1996). Resumidamente, su origen se vincula a procesos de biodegradación intensos (grado 7 en una escala de 0 a

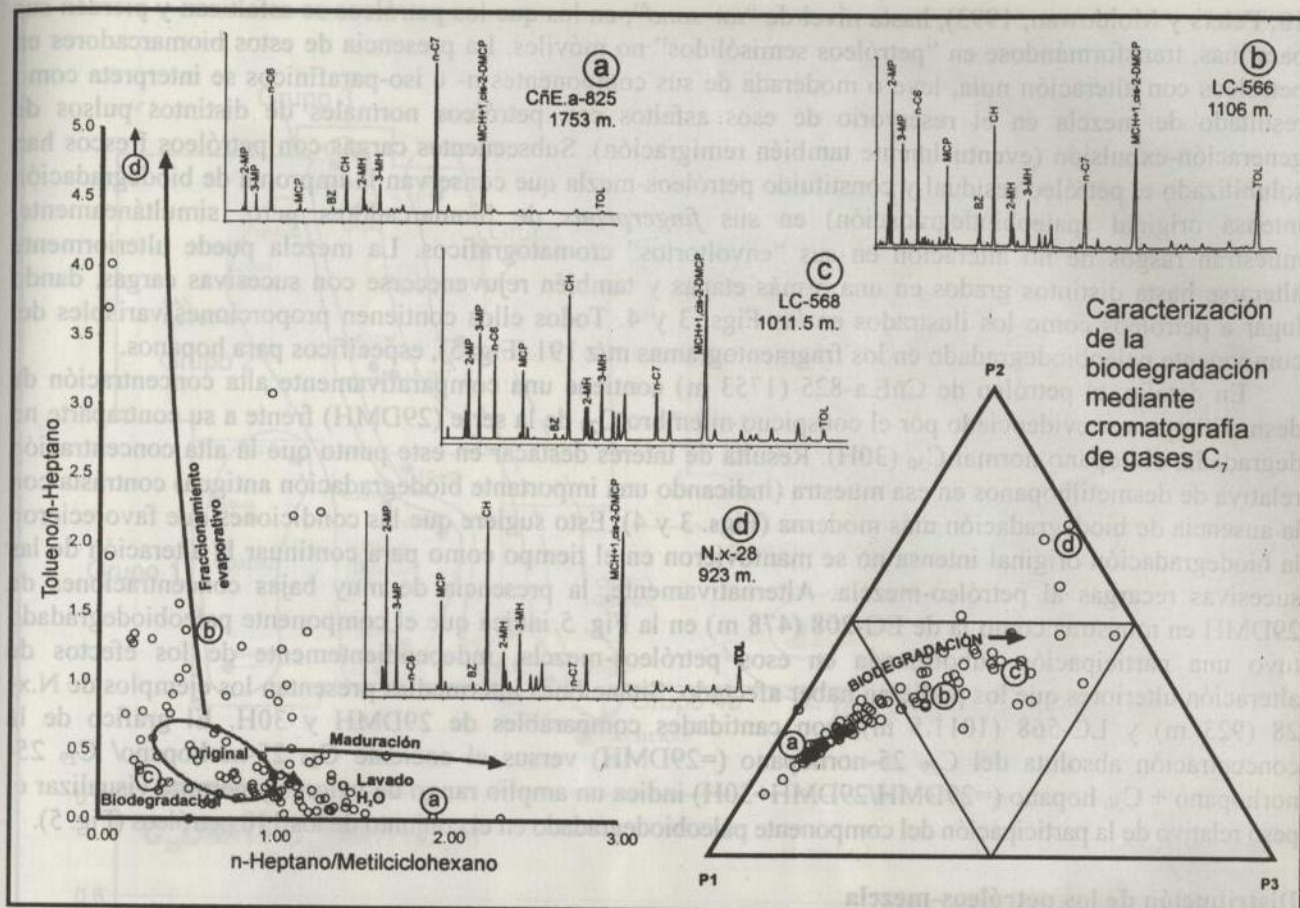


Fig. 4. Registros de cromatografía de gas de hidrocarburos livianos de las mismas muestras de la Fig. 3. A la izquierda, el diagrama de vectores de Thompson indica las tendencias de alteración de los petróleos. A la derecha, el diagrama triangular de los parámetros de Mango ilustra el rango de biodegradación biológica de estos compuestos en el reservorio.

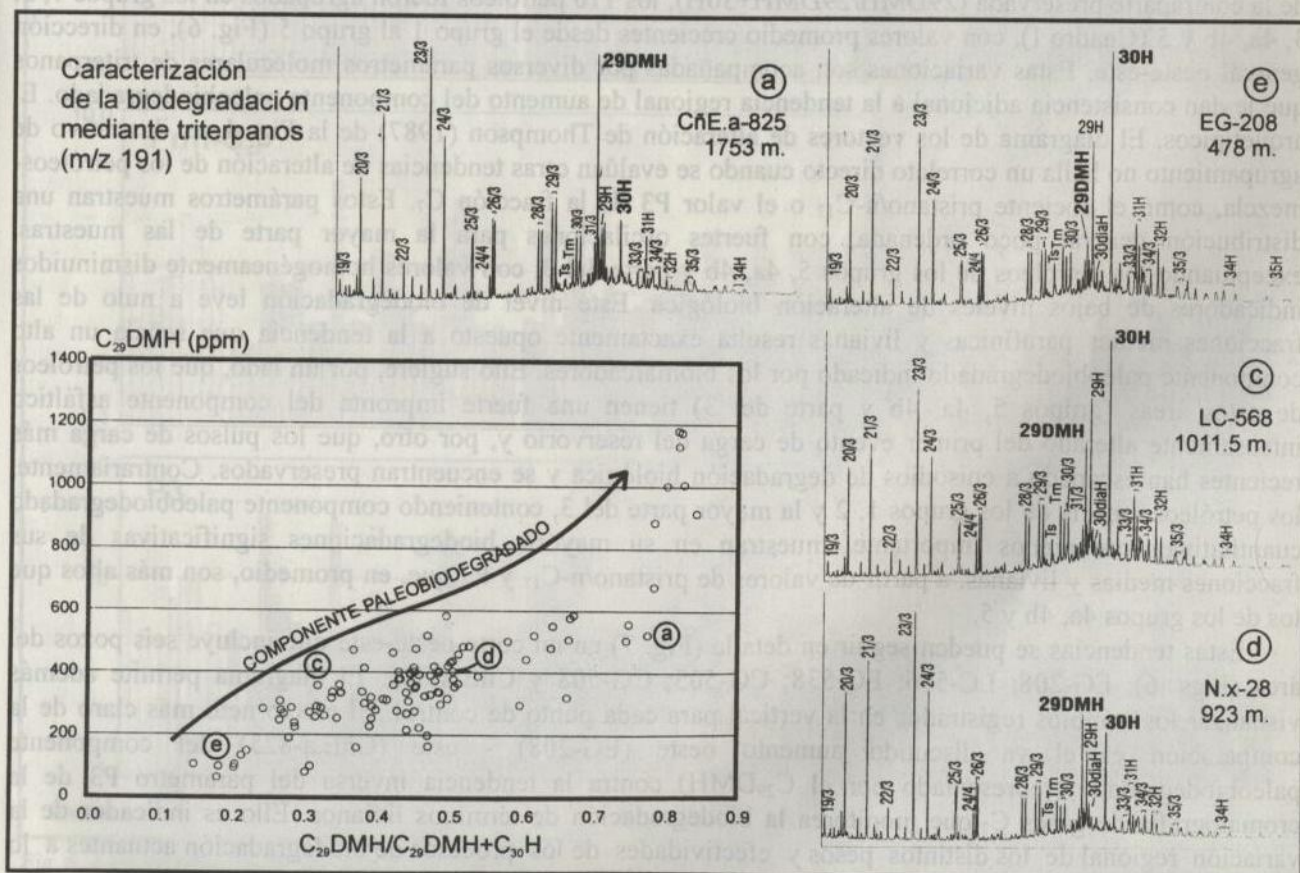


Fig. 5. Paleobiodegradación de los petróleos derivada de la presencia del 25-norhopanos. Altas concentraciones del miembro desmetilado C_{29} implica alta participación del componente paleobiodegradado en los petróleos.

10; Peters y Moldowan, 1993), hasta nivel de "tar sand", en los que los petróleos se asfaltizan y pierden sus parafinas, transformándose en "petróleos semisólidos" no móviles. La presencia de estos biomarcadores en petróleos con alteración nula, leve o moderada de sus componentes n- e iso-parafínicos se interpreta como resultado de mezcla en el reservorio de esos asfaltos con petróleos normales de distintos pulsos de generación-expulsión (eventualmente también remigración). Subsecuentes cargas con petróleos frescos han solubilizado el petróleo residual y constituido petróleos-mezcla que conservan la impronta de biodegradación intensa original (paleobiodegradación) en sus *fingerprints* de biomarcadores pero, simultáneamente, muestran rasgos de no alteración en sus "envoltorios" cromatográficos. La mezcla puede ulteriormente alterarse hasta distintos grados en una o más etapas y también rejuvenecerse con sucesivas cargas, dando lugar a petróleos como los ilustrados en las Figs. 3 y 4. Todos ellos contienen proporciones variables del componente paleobiodegradado en los fragmentogramas m/z 191 (Fig. 5), específicos para hopanos.

En detalle, el petróleo de CñE.a-825 (1753 m) contiene una comparativamente alta concentración de desmetilhopanos, evidenciado por el conspicuo miembro C_{29} de la serie (29DMH) frente a su contraparte no degradada, el hopano normal C_{30} (30H). Resulta de interés destacar en este punto que la alta concentración relativa de desmetilhopanos en esa muestra (indicando una importante biodegradación antigua) contrasta con la ausencia de biodegradación más moderna (Figs. 3 y 4). Esto sugiere que las condiciones que favorecieron la biodegradación original intensa no se mantuvieron en el tiempo como para continuar la alteración de las sucesivas recargas al petróleo-mezcla. Alternativamente, la presencia de muy bajas concentraciones de 29DMH en muestras como la de EG-208 (478 m) en la Fig. 5 indica que el componente paleobiodegradado tuvo una participación subordinada en esos petróleos-mezcla, independientemente de los efectos de alteración ulteriores que los pudieran haber afectado. Situaciones intermedias presentan los ejemplos de N.x-28 (923 m) y LC-568 (1011.5 m), con cantidades comparables de 29DMH y 30H. El gráfico de la concentración absoluta del C_{29} 25-norhopano (=29DMH) versus el cociente C_{29} 25-norhopano / C_{29} 25-norhopano + C_{30} hopano (=29DMH/29DMH+30H) indica un amplio rango de valores y permite visualizar el peso relativo de la participación del componente paleobiodegradado en el conjunto de los 110 petróleos (Fig. 5).

Distribución de los petróleos-mezcla

La característica más notable de los petróleos a nivel regional es que el componente paleobiodegradado representado por el C_{29} 25-norhopano (29DMH) tiende a ser sistemáticamente más abundante para los pozos del área oriental. En función de las concentraciones absolutas (ppm) de 29DMH y de su proporción respecto de la contraparte preservada (29DMH/29DMH+30H), los 110 petróleos fueron agrupados en los grupos 1, 2, 3, 4a, 4b y 5 (Cuadro I), con valores promedio crecientes desde el grupo 1 al grupo 5 (Fig. 6), en dirección general oeste-este. Estas variaciones son acompañadas por diversos parámetros moleculares de triterpanos que le dan consistencia adicional a la tendencia regional de aumento del componente paleobiodegradado. El arquetípico, El diagrama de los vectores de alteración de Thompson (1987) de la Fig. 4, es ilustrativo de agrupamiento no halla un correlato directo cuando se evalúan otras tendencias de alteración de los petróleos-mezcla, como el cociente pristano/n- C_{17} o el valor P3 de la fracción C_7 . Estos parámetros muestran una distribución general poco ordenada, con fuertes oscilaciones para la mayor parte de las muestras, exceptuando los petróleos de los grupos 5, 4a, 4b y parte del 3, con valores homogéneamente disminuidos indicadores de bajos niveles de alteración biológica. Este nivel de biodegradación leve a nulo de las fracciones medias parafínicas y livianas resulta exactamente opuesto a la tendencia que señala un alto componente paleobiodegradado indicado por los biomarcadores. Ello sugiere, por un lado, que los petróleos de estas áreas (grupos 5, 4a, 4b y parte del 3) tienen una fuerte impronta del componente asfáltico intensamente alterado del primer evento de carga del reservorio y, por otro, que los pulsos de carga más recientes han escapado a episodios de degradación biológica y se encuentran preservados. Contrariamente, los petróleos-mezcla de los grupos 1, 2 y la mayor parte del 3, conteniendo componente paleobiodegradado cuantitativamente menos importante, muestran en su mayoría biodegradaciones significativas de sus fracciones medias y livianas, a partir de valores de pristano/n- C_{17} y P3 que, en promedio, son más altos que los de los grupos 4a, 4b y 5.

Estas tendencias se pueden seguir en detalle (Fig. 7) en un corte oeste-este que incluye seis pozos del área (Figs. 6): EG-208; LC-566; LC-538; CG-505; CG-508 y CñE.a-825. El diagrama permite además visualizar los cambios registrados en la vertical para cada punto de control. El efecto neto más claro de la comparación es el ya discutido aumento oeste (EG-208) - este (CñE.a-825) del componente paleobiodegradado (representado por el C_{29} DMH) contra la tendencia inversa del parámetro P3 de la cromatografía de gases C_7 que monitorea la biodegradación de términos livianos. Ello es indicador de la variación regional de los distintos pesos y efectividades de los procesos de biodegradación actuantes a lo largo del tiempo en el área.

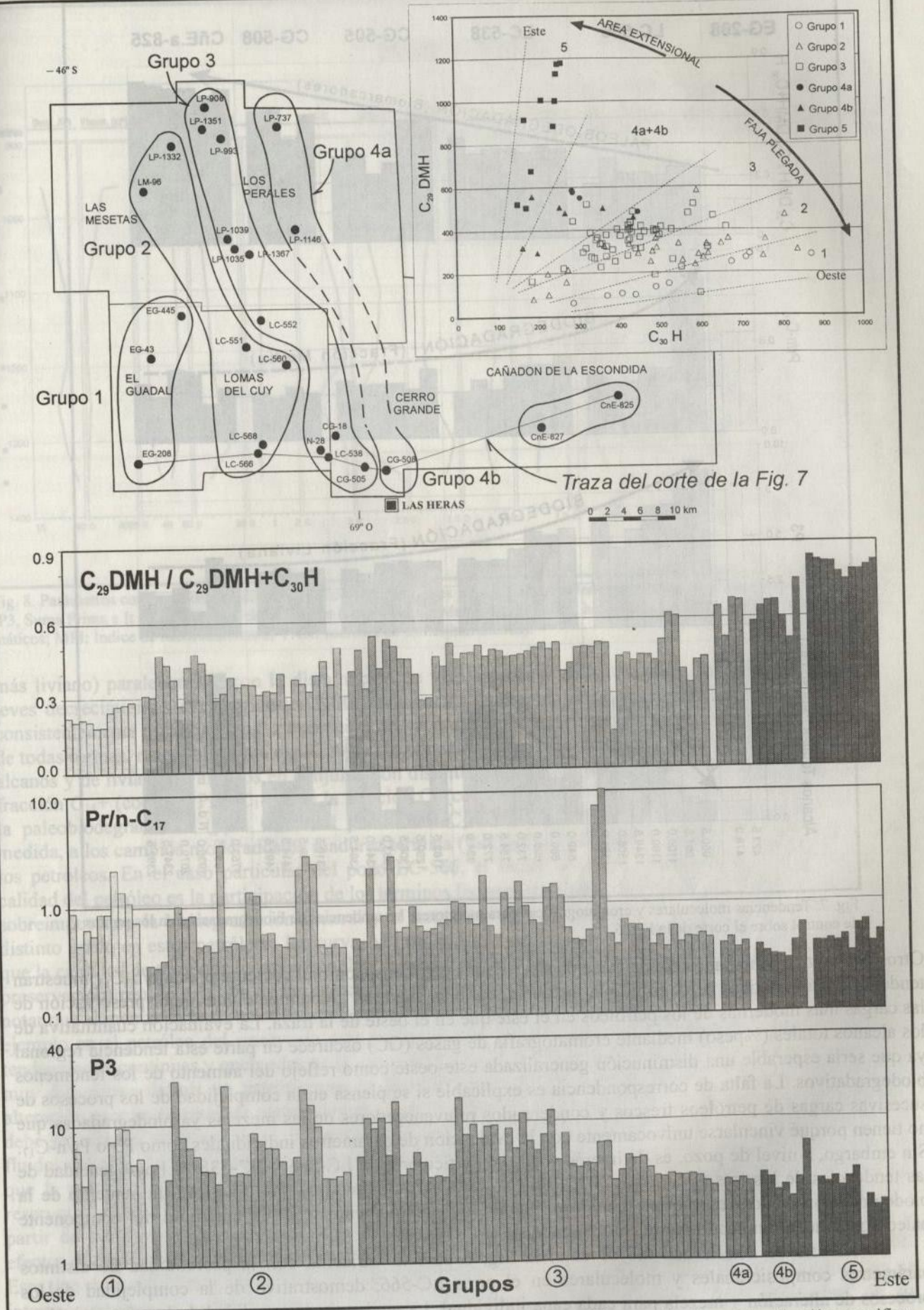


Fig. 6. Agrupamiento de los 110 petróleos sobre la base de sus parámetros cromatográficos y moleculares y localización geográfica.

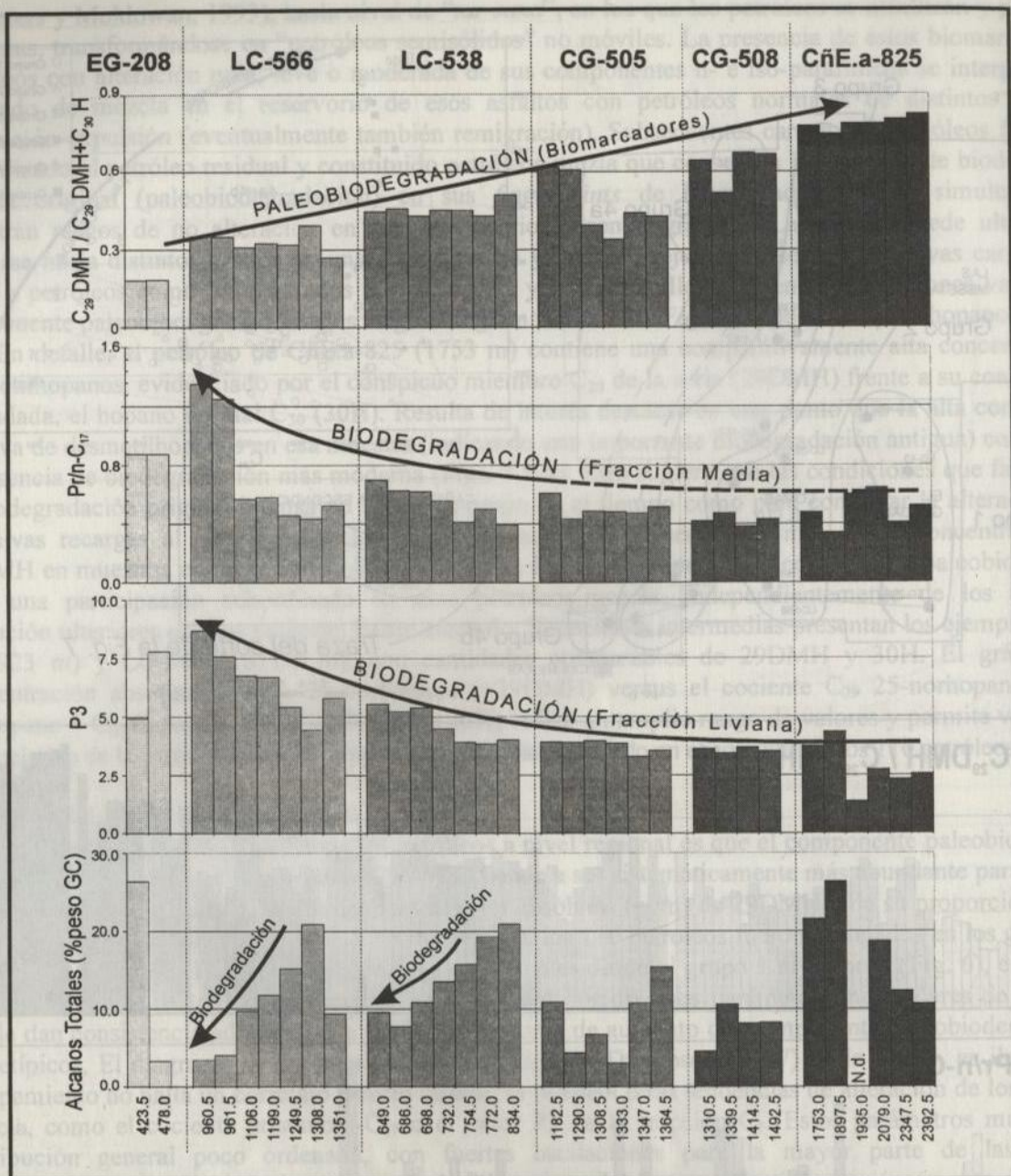


Fig. 7. Tendencias moleculares y cromatográficas para monitorear las tendencias de biodegradación en los puntos de control sobre el corte de la Fig. 6.

Otros parámetros vinculados con la fracción $C_{15}+$ de los petróleos, como el cociente pristano/ $n-C_{17}$, muestran tendencias más erráticas pero, en última instancia, también sugieren globalmente una mejor preservación de las cargas más modernas de los petróleos en el este que en el oeste de la traza. La evaluación cuantitativa de los alcanos totales (%peso) mediante cromatografía de gases (GC) oscurece en parte esta tendencia regional ya que sería esperable una disminución generalizada este-oeste como reflejo del aumento de los fenómenos biodegradativos. La falta de correspondencia es explicable si se piensa en la complejidad de los procesos de sucesivas cargas de petróleos frescos y condensados rejuvenecedores de las mezclas ya biodegradadas que no tienen porqué vincularse unívocamente con la evaluación de parámetros individuales como P3 o Pr/ $n-C_{17}$. Sin embargo, a nivel de pozo, es de interés notar, en particular para LC-566 y LC-538, la homogeneidad de las tendencias de los tres parámetros (P3, Pr/ $n-C_{17}$ y % Alcanos totales) que muestran un aumento de la biodegradación en los reservorios menos profundos, independientemente de la magnitud del componente paleobiodegradado indicado por los biomarcadores.

Un análisis de detalle aún mayor es el de la Fig. 8 para la variación con la profundidad de distintos parámetros composicionales y moleculares en el pozo LC-566, demostrativo de la complejidad de los procesos de alteración y mezcla para cada capa individual. La tendencia de la calidad de los siete petróleos del pozo muestra una gravedad API aumentando en forma oscilante con la profundidad (el petróleo se hace

Pozo: LC-566

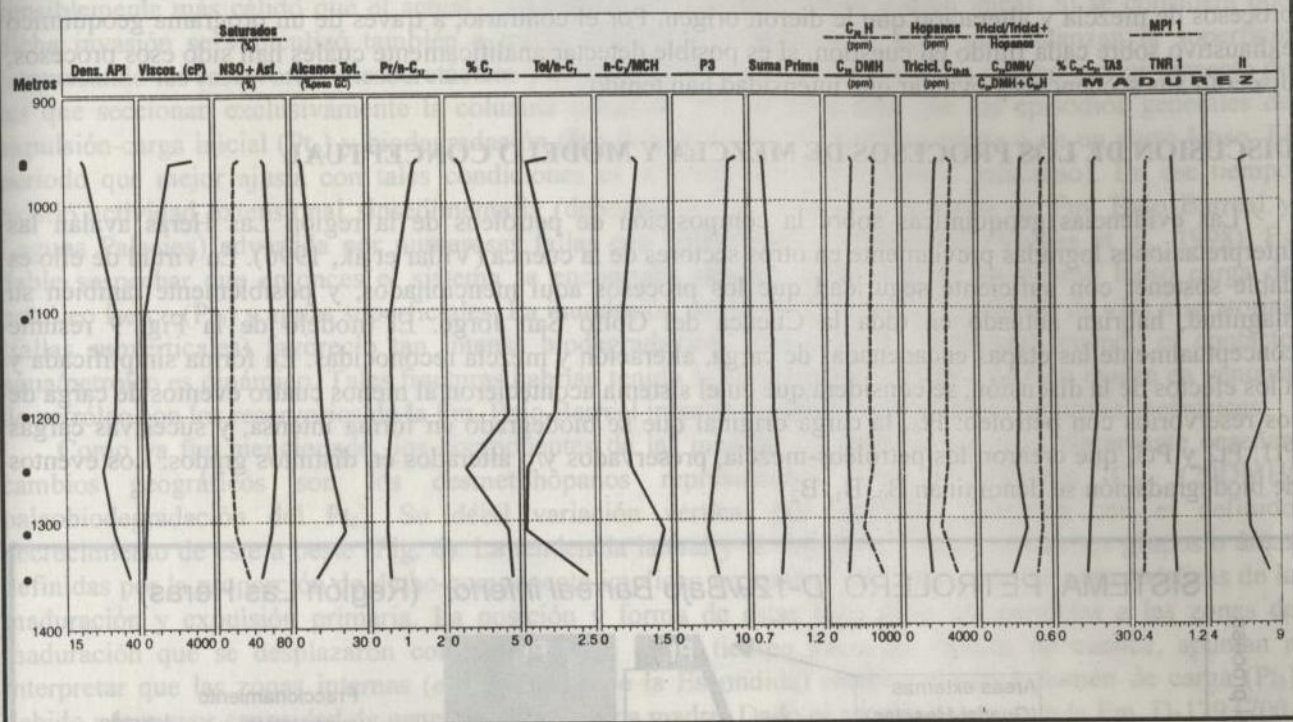


Fig. 8. Parámetros composicionales, cromatográficos y moleculares de los siete petróleos estudiados en el pozo Lomas del Cuy-566. (P3, Suma Prima e It son parámetros derivados de los trabajos de Mango (1997) sobre hidrocarburos livianos; TAS: esteranos triarómicos; MPI: Índice de Metilfenantreno; TNR: cociente de trimetilnaftalenos).

más liviano) paralelamente con la disminución de viscosidades y del nivel global de biodegradación. Los leves decrecimientos de compuestos NSO+asfaltenos y aumentos de hidrocarburos saturados acompañan consistentemente estos cambios, a excepción de los dos niveles inferiores. Este quiebre de tendencia resulta, de todas formas, razonablemente explicable si se ponen en juego otras variables como la cantidad absoluta de alcanos y de livianos evaluados en conjunto con distintos parámetros relacionados a la biodegradación de la fracción C_{15+} (cociente $Pr/n-C_{17}$) y de la fracción C_7 (cociente $n-C_7/MCH$, parámetros P3 y Suma Prima), a la paleobiodegradación (ppm $C_{29}DMH$ y cociente $C_{29}DMH/C_{29}DMH+C_{30}H$) y, posiblemente en menor medida, a los cambios moderados de madurez térmica ($\% C_{20-C_{21}}$ TAS, MPI 1, TNR1 e It) registrados entre los petróleos. En el caso particular del pozo LC-566, el factor que parece controlar más fuertemente la calidad del petróleo es la participación de los términos livianos (evaluados a través del $\%$ de C_7) no alterados, sobreimpuesto a la biodegradación general y al fraccionamiento y lavado por agua también detectables en distinto grado en estos petróleos. La curva API de la Fig. 8 resulta cuasi paralela a la de $\% C_7$, implicando que la cantidad de términos livianos que llegó en las fases más tardías al reservorio (y que tuvo capacidad de preservación) resultó decisiva en las características finales de estos petróleos-mezcla. Es interesante también notar que al menos parte de estos livianos parecen ser constituyentes de condensados evaporativos, como por ejemplo en el petróleo del reservorio más profundo, con un alto cociente tolueno/ $n-C_7$. Por otro lado, las tendencias discontinuas y quebradas de la mayor parte de los parámetros no vinculados a biomarcadores hacen muy difícil definir un patrón riguroso general que explique la lógica de los procesos de mezcla y alteración para la sucesión de reservorios del pozo, ya que cada petróleo encierra una historia particular que debe ser resuelta en forma única. La generalización más amplia que se puede realizar en particular para los fluidos del pozo LC-566 es que la alteración del petróleo resultó más intensa en los reservorios superiores y que la participación de livianos fue más importante en los inferiores, excepción hecha del petróleo del reservorio a 1249.5 m, con un comportamiento comparable a los de los niveles más someros. Por último, a partir de los *fingerprints* de biomarcadores con tendencias esencialmente monótonas, se infiere que los efectos de la paleobiodegradación habrían jugado un rol secundario en la calidad de los petróleos de LC-566. Este tipo de evaluación sucintamente descrito e ilustrado en la Fig. 8 para las siete capas productivas en un intervalo de aproximadamente 400 m resulta paradigmático de las tendencias "poco ordenadas" de las propiedades de los petróleos en el sistema de reservorios de Bajo Barreal en la cuenca. De hecho, los otros pozos del estudio evaluados con el mismo criterio presentan tendencias propias de distribución de fluidos

que muestran poco en común con la descripta para el LC-566 e inclusive, pueden hasta llegar a ser opuestas. Una consecuencia lógica de la discusión precedente es que resulta difícil racionalizar y anticipar el porqué de la existencia de determinado tipo de fluido en un nivel específico de reservorio y, más aún, predecir los procesos de mezcla y alteración que le dieron origen. Por el contrario, a través de un programa geoquímico exhaustivo sobre cada fluido en cuestión, sí es posible detectar analíticamente cuáles han sido esos procesos, discernir sus secuencias y evaluar qué intensidad han tenido.

DISCUSION DE LOS PROCESOS DE MEZCLA Y MODELO CONCEPTUAL

Las evidencias geoquímicas sobre la composición de petróleos de la región Las Heras avalan las interpretaciones logradas previamente en otros sectores de la cuenca (Villar et al., 1996). En virtud de ello es dable sostener con suficiente seguridad que los procesos aquí mencionados, y posiblemente también su magnitud, habrían actuado en toda la Cuenca del Golfo San Jorge. El modelo de la Fig. 9 resume conceptualmente las etapas encadenadas de carga, alteración y mezcla reconocidas. En forma simplificada y a los efectos de la discusión, se considera que en el sistema acontecieron al menos cuatro eventos de carga de los reservorios con petróleo: Pt_0 , la carga original que se biodegradó en forma intensa, y sucesivas cargas Pt_1 , Pt_2 y Pt_3 , que crearon los petróleos-mezcla, preservados y/o alterados en distintos grados. Los eventos de biodegradación se denominan B_0 , B_1 , B_2 .

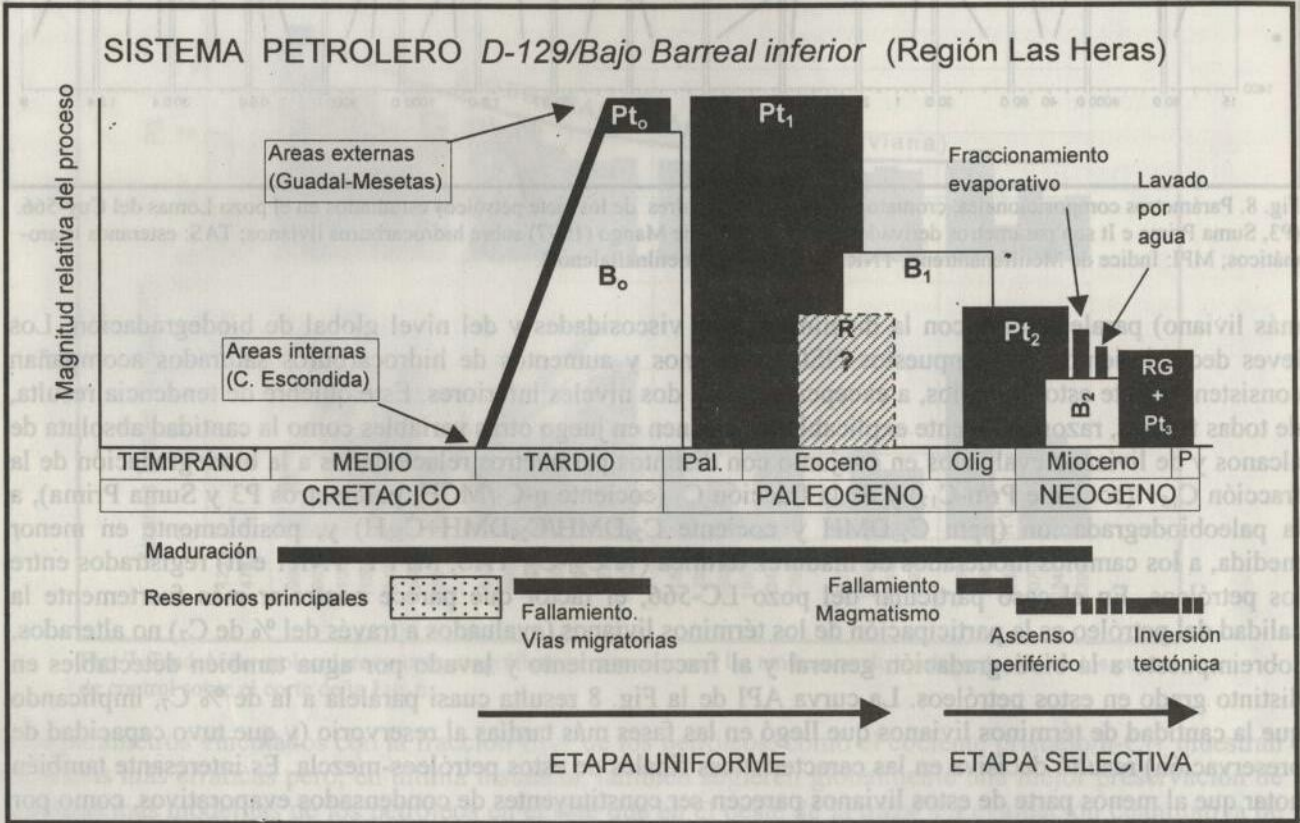


Fig. 9. Modelo conceptual de la evolución y magnitud de los procesos de expulsión-carga (bloques negros, Pt_n), biodegradación (bloques blancos, B_n) y mezcla de petróleos. R: remigración, RG: remigración de gas. En el sector inferior, los principales eventos tectónicos del sistema en la Cuenca del Golfo San Jorge.

En el principal sistema petrolero D-129/B.Barreal (= C. Seco, C. Rivadavia) deben destacarse dos episodios de suma relevancia. La inexistencia de mezclas de petróleo carentes del componente paleobiodegradado (Pt_0), en Las Heras y probablemente en toda la cuenca, sugiere un generalizado episodio inicial de generación y carga seguido por un ingreso masivo de aguas superficiales al sistema (vías migratorias y reservorios) que ocasionó la transformación de dichos hidrocarburos en arenas asfálticas por intensa degradación bacteriana de nivel 7 (Figs. 9 y 10, eventos Pt_0 y B_0). Este último fenómeno degradativo, difundido tanto en reservorios someros ($z < 500$ m) de áreas marginales y tectónicamente elevadas (i.e. Faja Plegada), como en los profundos ($z > 2500$ m) aledaños al centro de cuenca (C. Escondida), debió ocurrir en una etapa temprana del hundimiento de la cuenca, cuando la columna de sedimentos supracretácicos y paleógenos estaba ausente o era mínima. El pobre desarrollo (ineficacia) de sellos superiores favoreció que la

invasión con aguas meteóricas se efectuara en forma muy intensa y masiva. Esta sobrecarga menor permitió a su vez que la temperatura en reservorios profundos no fuera tan elevada como para inhibir la acción bacteriana ($< 70^{\circ}\text{C}$). Debe considerarse que entre el Cretácico y el Mioceno medio el clima de Patagonia fue sensiblemente más cálido que el actual, variando entre templado-cálido y subtropical. Si se considera que dicha invasión se vehiculizó también a través de fallas, el número de éstas que alcanzan la superficie (atravesando los reservorios mesocretácicos y el conjunto Paleogeno-Neogeno) es mucho menor respecto de las que seccionan exclusivamente la columna cretácica. Por ende se cree que los episodios generales de expulsión-carga inicial (Pt_0) y biodegradación (B_0) ocurrieron casi simultáneamente o en un corto lapso. El período que mejor ajusta con tales condiciones es el Cretácico tardío (post-Coniaciano). En ese tiempo existió actividad extensional sinsedimentaria (depositación de la sección superior de Fm. Bajo Barreal y Laguna Palacios) advertida por numerosas fallas con crecimiento estratigráfico (Verges et al., 1998). Es dable sospechar que entonces el sistema se encontraba abierto, recibiendo en un mismo lapso carga de petróleo fresco (Pt_0) y aguas superficiales. La inundación de reservorios y principalmente de vías migratorias (fallas subverticales) favoreció tan intensa biodegradación, pues ésta se incrementa cuando el contacto agua/petróleo es dinámico. Tales fracturas habrían tenido la capacidad de conectar la roca madre en ventana de petróleo con los reservorios de la Fm. Bajo Barreal inferior y permitir su invasión con aguas meteóricas.

Como ya fue mencionado, los componentes de las mezclas de petróleo que más claramente enseñan cambios geográficos son los desmetilhopanos representados por el miembro C_{29} (29DMH; paleobiodegradación del Pt_0). Su débil variación vertical por localidad contrasta con el definido decrecimiento de este a oeste (Fig. 6). La tendencia lateral y la sugestiva disposición de los grupos o áreas definidas por la proporción de dicho componente implican un control vinculado con las características de la maduración y expulsión primaria. La posición y forma de estas fajas (Fig. 6), paralelas a las zonas de maduración que se desplazaron concéntricamente en el tiempo hacia los bordes de cuenca, apuntan a interpretar que las zonas internas (e.g. Cañadón de la Escondida) recibieron más volumen de carga (Pt_0) debido a la mayor capacidad de generación de la roca madre. Dado el notable espesor de la Fm. D-129 (700-900 m) y la amplia distribución estratigráfica de estratos arcillosos con buen potencial oleogenético (facies generadora), es lógico asumir que secciones cada vez más jóvenes de esta unidad estuvieron en ventana de petróleo, resultando un considerable lapso de generación. Este se habría extendido por casi 100 ma, desde el Cretácico medio hasta el Neogeno tardío y tal vez Cuaternario, dependiendo del área en cuestión.

De este modo, los reservorios de la Fm. Bajo Barreal han estado prolongadamente en condiciones de recibir hidrocarburos expulsados desde la roca madre, sobre todo cuando el desplazamiento de sus límites de maduración y la velocidad de los eventos tectónicos son largamente superados por la celeridad del flujo de fluidos en el sistema falla-reservorio (Sales, 1997). La tasa de migración del petróleo como fase aislada en fallas subverticales, dependiente de la flotabilidad y el contraste de densidad agua/petróleo, puede ser considerada geológicamente instantánea aún en condiciones de muy baja permeabilidad (1 km / 0.1 ma *sensu* Hippler, 1997). Estas relaciones de velocidades y la longeva ventana de petróleo resultaron factores determinantes en la evolución del principal sistema petrolero de la Cuenca San Jorge. Asimismo, las historias tectónicas entre sectores profundos (Cañadón de la Escondida) y elevados (El Guadal, Los Perales) han marcado la diferencia en los pasos finales de los sistemas petroleros.

El vasto episodio de biodegradación original (B_0) afectó dramáticamente la movilidad de los hidrocarburos ya almacenados, los que adquirieron rasgos de asfaltos. Con posterioridad, una nueva fase (multiépisódica ?) de recarga con petróleo fresco (Pt_1), probablemente más liviano que el anterior, alcanzó los mismos reservorios llenos parcialmente (Fig. 10). Dado que este primer evento de mezcla ($Pt_0 + Pt_1$) solubilizó el hidrocarburo anterior, no se descarta la remigración hacia reservorios más someros aún sin llenar (Fig. 9). Tal removilización explicaría, alternativamente, la cuasi homogénea distribución vertical del componente paleobiodegradado en cada localidad. En el ámbito de la Faja Plegada, la principal degradación de los petróleos no sería un fenómeno tardío que resultó por la inversión tectónica (Peroni et al., 1995), sino que lo precedió.

Los reservorios cargados durante el episodio Pt_0 fueron los únicos habilitados en la subsiguiente carga (Pt_1). El sistema vía migratoria-reservorio habría permanecido estable durante los primeros eventos de carga ($Pt_0 + Pt_1$) y biodegradación (B_0), sin mayores alteraciones en las presiones capilares relativas (de entrada y desplazamiento) y en la relación espacial reservorio/sello provista por la falla. La uniformidad en las presiones capilares respondería a una inhibición o detenimiento de los procesos diagenéticos, con lo cual no se modificaron las propiedades porales.

El escenario inicial de estabilidad fue más tarde modificado (tectónicamente ?), ya que el reingreso de petróleo fresco y de aguas superficiales fue selectivo dentro de este conjunto de reservorios ya cargados. La gran variabilidad de las mezclas, aún en diferentes reservorios de un mismo pozo, marca la complejidad de

los procesos subsecuentes. Los hidrocarburos provenientes de cargas modernas pueden no presentar alteración o bien biodegradación leve a moderada (hasta nivel 4). *A posteriori* de la carga con petróleo Pt_1 el sistema sufrió sucesivas alteraciones que condicionaron los procesos de migración y alteración (Fig. 9). No obstante, no fueron habilitados nuevos reservorios para recibir hidrocarburo. Esto indica que la capacidad individual de los reservorios de ser cargados con petróleo permaneció invariable durante la historia de migración/alteración/mezcla debido a sus propiedades petrofísicas intrínsecas (presión de entrada) y a que las columnas de petróleo alcanzaron alturas máximas relativamente uniformes, asumiéndose una velocidad de generación-expulsión constante.

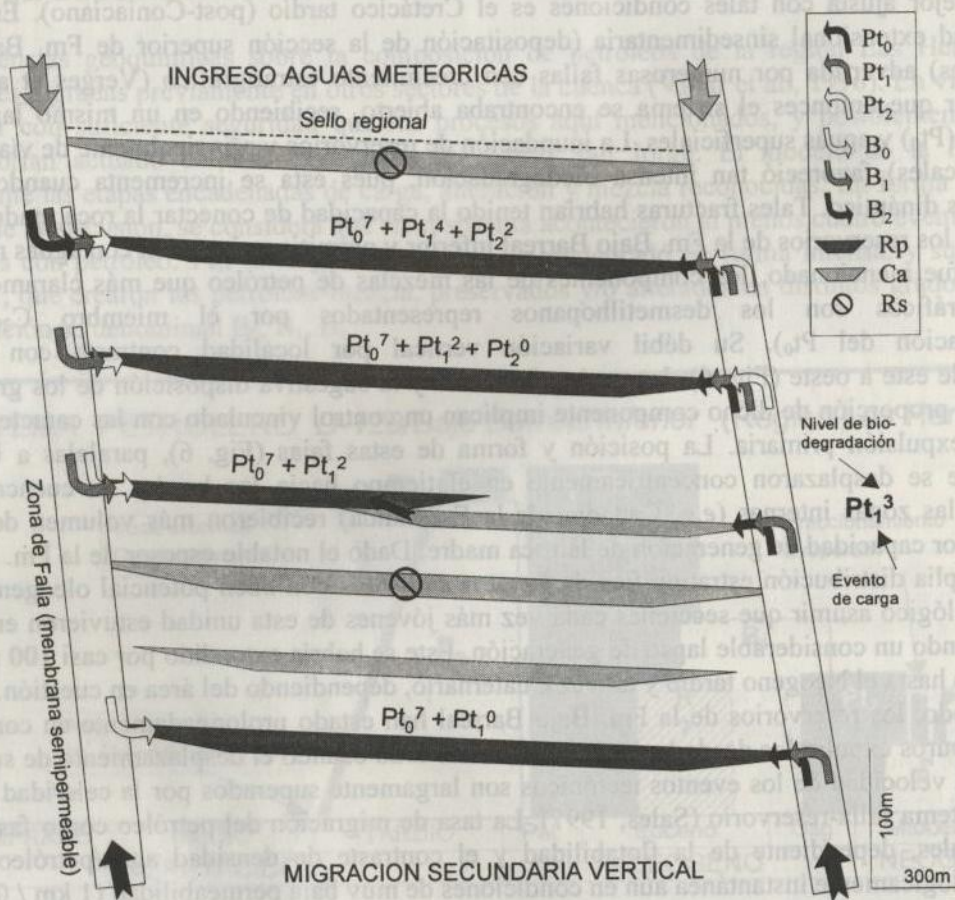


Fig. 10. Esquema de los procesos de migración y biodegradación (pre-inversión tectónica) en la Fm. B. Barreal inferior. La composición actual de las mezclas se detalla sobre cada reservorio. Episodio de carga con petróleo (Pt_n), de biodegradación (B_n). Reservorio petrolífero (Rp), sin capacidad de almacenaje (Rs). Capa de agua (Ca). Para simplificar, las fallas actuaron como conductos de diferentes fluidos, aunque el flujo podría haber sido bidireccional en cada uno.

El contraste de comportamiento del sistema en el tiempo pre- (etapa uniforme) y post-carga Pt_1 (etapa selectiva) estaría vinculado los eventos de estructuración tectónica de la cuenca (Fig. 9). Probablemente la etapa selectiva fue posterior a la depositación de buena parte de la columna paleogena (Fms. Salamanca y Río Chico) y su fallamiento. Este último respondió a la Fase tectónica Pehuenche (Oligoceno medio a tardío, 30-25 Ma), coincidente con el episodio magmático "Sarmientolitense" cuyo clímax fue datado isotópicamente en 27 Ma (Bellosi, 1995). Al menos para el ámbito de la Faja Plegada, la expulsión de hidrocarburos debió detenerse con la inversión tectónica que aconteció en el Mioceno medio a tardío (Peroni et al., 1995), poniendo en ventana pasiva de generación a la roca madre.

El primer proceso reconocido en la etapa selectiva es la alteración de las mezclas alojadas en reservorios. Este episodio de biodegradación (B_1) no fue uniforme sino que afectó preferencialmente a los petróleos resolubilizados de las capas superiores (Fig. 10), siendo mayor su índice en las zonas de los grupos occidentales 1, 2 y 3 (yacimientos El Guadal, Las Mesetas, Lomas del Cuy, Fig. 6). La limitación del agua meteórica para alcanzar la sección más baja de la secuencia productiva obedeció seguramente a un mayor soterramiento que resultó de la sobrecarga por los estratos paleogenos.

El complicado patrón de los cromatogramas en muestras con alto grado de mezcla dificulta la individualización de los grupos composicionales, lo cual es reflejo de que los subsecuentes procesos

resultaron más selectivos. La carga de hidrocarburos livianos Pt_2 podría tener diferentes orígenes de acuerdo con la posición dentro de la cuenca. En áreas más centrales (v.g. Cañadón de la Escondida) respondería a un nuevo episodio de expulsión, alterada posteriormente a través de un difundido fraccionamiento evaporativo y leve lavado por agua, sin indicios de biodegradación. En la Faja Plegada, donde la frecuencia del componente Pt_2 es mayor, los fenómenos parecen haber sido muy complejos según lo atestiguan las mezclas analizadas en sondeos de Los Perales, Lomas del Cuy y El Guadal, con fuertes evidencias de fraccionamiento evaporativo relacionado con la expulsión de esta fracción liviana. El It de la cromatografía de C_7 (típico parámetro para evaluar la temperatura de expulsión y, por ende, la madurez térmica de la fracción liviana) muestra para la zona Los Perales valores de madurez comparativamente más altos en varias mezclas, señalando que el componente Pt_2 puede ser efectivamente una fase más madura vinculada al gas de esos yacimientos. En esta comarca, el último episodio de expulsión Pt_2 precedió la estructuración plegante (Palma et al., 1993; Peroni et al., 1995), lo cual condujo a una eventual dispersión y fuga de hidrocarburos.

No se descarta que el componente Pt_2 tenga también una distribución universal (*idem* Pt_0 y Pt_1), pues el mismo se reconoce analíticamente cuando la fracción de livianos de la fase Pt_1 ha sido alterada (e.g. pozo LP-1367: 920.5 m; LC-568: 875.5 m; LC-551: 508 m) o bien cuando la participación de Pt_2 en la mezcla es alta (e.g. pozo LP-908; EG-208: 423.5 m; Nx-28: 881 m).

Con posterioridad, esta fracción liviana sufrió en muchos casos una leve biodegradación (evento B_2 de la Fig. 9) que decrece hacia el este (Fig. 6) y con la profundidad (Fig. 10). El ascenso tectónico periférico que comenzó a manifestarse a fines del Paleogeno sería responsable del progresivo incremento en la biodegradación moderna (eventos B_1 y B_2) hacia la zona occidental (Fig. 6).

A partir del episodio de inversión tectónica, focalizado en la Faja Plegada, los fluidos de reservorio se habrían redistribuido, en especial las fases gaseosas profundas y el gas disuelto en capas petrolíferas. El gas libre más el segregado del petróleo, como resultado de la disminución de presión debido a la comunicación vertical con capas de menor presión a través de las fallas, fue consecuentemente entrampado en los cierres anticlinales. La presencia de casquetes de gas (Fig. 2) en áreas donde el componente Pt_2 de reservorios algo más profundos está alterado (Anticlinal Perales, Los Perales Sur) sugiere que la carga de gas ocurrió tardíamente después del evento de biodegradación B_2 . La segregación de componentes livianos (condensado y gas) serían factores concurrentes y determinantes para la formación de concentraciones de gas libre en volúmenes comerciales dentro de la faja invertida. Esta movilización masiva y póstuma del gas pudo favorecer la remigración de líquidos livianos (evento Pt_3 en Fig. 9) a través del mecanismo de denudación por arrastre (*gas stripping*), como los que se alojaron en los reservorios del pozo LP-1146 a profundidades entre 236 y 841 m, sin alterar. La existencia conjunta de casquetes gasíferos y petróleos livianos tardíos (Pt_3) frescos, a escasas profundidades, induce a entender que el sistema permanece cerrado desde este episodio de plegamiento y remigración, al menos en esos sectores.

MECANISMOS DE MIGRACIÓN Y ENTRAMPAMIENTO

La distribución espacial de los fluidos en los yacimientos estudiados responde a las características de los reservorios (geometría, anatomía, presión capilar) y a los mecanismos de entrampamiento combinado, en el que las fallas, las columnas de petróleo y el flujo de fluidos cumplen un rol crítico. El efecto del agua en la movilización del petróleo, insignificante durante la migración primaria (Tissot, 1987), se torna preponderante en la migración secundaria (movimiento de los hidrocarburos a través de un medio poroso hasta la trampa). Según Hubbert (1953) el desplazamiento del petróleo está controlado por la resultante entre la fuerza de flotación (vertical ascendente), la presión capilar (presión de entrada opuesta al movimiento del petróleo, de Schowalter, 1979) e hidrodinámica (debido al movimiento del agua). La combinación de los efectos ejercidos por dichas fuerzas gobierna el sentido del desplazamiento definiendo una tendencia que obliga al fluido a desplazarse hacia sectores de bajo potencial (Hubbert, 1953; England et al., 1991). Por otra parte, la capacidad sellante de una roca depende de su presión capilar, la cual representa una medida de la fuerza que se opone al flujo del hidrocarburo a través de la red poral de una roca saturada en agua (Smith, 1966; Berg, 1975; Schowalter, 1979). Consecuentemente, la selectividad en la carga de reservorios es controlada por la relación entre la presión de flotación y la presión capilar (de entrada). La primera depende de la diferencia de densidad agua/hidrocarburo y la segunda del radio de las gargantas porales, la tensión superficial entre agua e hidrocarburo y la mojabilidad de la roca (Purcell, 1949).

En virtud de ello, la distribución aparentemente desordenada de los fluidos respondería a procesos de carga selectiva de los reservorios. Este fenómeno puede ser explicado a través de un modelo donde se considera que: a) toda la migración es esencialmente vertical *vía* fallas, dada la ausencia de estratos portadores (*carrier beds*) de alcance regional, en función de la discontinuidad lateral y desconexión

arquitectónica de las capas arenosas; b) los reservorios poseen una extremada variabilidad en sus presiones de entrada, incluso internamente. Los datos de presiones capilares (inyección de Hg) de muestras de superficie han demostrado que cambios laterales de facies en cuerpos arenosos de canal provocan sellos efectivos (Bridge et al., 1997). c) la configuración de trampas está determinada por la yuxtaposición de rocas sello (con alta presión de entrada: arcilitas, fangolitas, tobas y areniscas cementadas) contra reservorios a través de planos de fallas permeables; d) la expulsión de hidrocarburos aunque pulsativa, permaneció en tiempos geológicos a una tasa relativamente constante; e) los planos de falla funcionan como membranas semipermeables (sellos capilares), y f) existió una inmediata restauración de la fase acuosa continua en las zonas de falla, una vez que la presión de flotación generada por la columna de hidrocarburo vence la presión de entrada de los reservorios.

De este modo, los hidrocarburos alojados en la F. Bajo Barreal inferior se desplazaron hacia arriba por zonas de falla semipermeables, acumulándose en la interfase falla/reservorio hasta formar columnas cuya altura lograra vencer la presión de entrada e iniciar la carga selectiva de los reservorios. En principio, fueron cargándose diferencialmente los cuerpos arenosos con presiones de entrada más bajas (mejor calidad de reservorio) hasta que se alcanzaron condiciones de equilibrio en el desplazamiento de los fluidos. Este mecanismo de migración por fallas sería análogo al descrito por Hippler (1997) para sistemas petroleros del Mar del Norte. Las fallas actuaron al mismo tiempo como conducto vertical y sello lateral. A partir de la aplicación de este modelo es fácil advertir que la inversión tectónica neogena habría favorecido la remigración de hidrocarburos entre reservorios debido al cambio en las relaciones a través de los planos de falla. Las complejas mezclas de petróleos biodegradados en distintos tiempos e intensidades con otros no alterados son así también explicadas razonablemente. La reactivación de las fallas que son membranas semipermeables, rompe las condiciones de equilibrio poniendo en contacto rocas de distinta presión capilar, permitiendo la remigración a medida que se acumulan columnas de hidrocarburo suficientes para ingresar en reservorios más someros.

La invasión de aguas meteóricas puede ser comprendida mediante el mismo mecanismo ya que las zonas de falla en su calidad de sellos membrana permitieron el acceso de agua al reservorio debido a la acumulación continua en las zonas de recarga, generándose un potencial local que a su tiempo superó la presión de entrada de los reservorios parcial o totalmente cargados con hidrocarburos. Dadas las condiciones físico-químicas existentes en los planos de falla, los procesos de biodegradación y lavado por agua podrían ocurrir simultáneamente con la carga de hidrocarburos (Palmer, 1991), aunque se asume que, como lo sugieren Price (1976) y Lafargue y Barker (1988), habrían acontecido en forma mayoritaria dentro de los reservorios una vez cargados.

CONCLUSIONES

El análisis geoquímico de un considerable número de petróleos de capas individuales (F. Bajo Barreal inferior) integrado en un marco geológico y de caracterización de reservorios de yacimientos de la región Las Heras, Cuenca del Golfo San Jorge, permitió definir y evaluar una serie de procesos que controlaron el llenado de reservorios, la alteración y mezcla de fluidos y, en definitiva, la calidad del petróleo producido. Información puntual de otras áreas permite inferir que los múltiples procesos descritos, responsables de variaciones areales y verticales en las propiedades de los petróleos, habrían sido también efectivos a nivel de cuenca.

La evaluación geoquímica integrada indica que las acumulaciones de hidrocarburos estudiadas representan mezclas complejas de distintos episodios de carga, alteración y remigración actuantes posiblemente desde el Cretácico tardío hasta tiempos recientes. El evento inicial consistió en una generalizada expulsión a partir de secciones térmicamente maduras de la roca madre D-129 y carga de reservorios de Bajo Barreal inferior, seguida por el ingreso masivo de aguas meteóricas en todo el sistema que ocasionó la transformación *vía* biodegradación intensa de estos hidrocarburos en arenas asfálticas. Petróleos frescos provenientes de etapas posteriores de maduración (y posible remigración) solubilizaron los petróleos asfálticos no móviles y constituyeron mezclas que se fueron rejuveneciendo con pulsos ulteriores de carga. El llenado iterativo de reservorios se alternó con episodios de distinta intensidad de biodegradación de los petróleos-mezcla a los cuales se sumaron procesos frecuentes de lavado por agua y fraccionamiento evaporativo. La detección de fracciones livianas muy enriquecidas en los petróleos sugiere que tanto los condensados evaporativos como los condensados térmicos han contribuido significativamente a las mezclas de algunos reservorios.

El encadenamiento de los procesos descritos se ordenaría en dos etapas vinculadas con distintos momentos de estructuración de la cuenca: una etapa uniforme en la que tempranamente se cargaron,

alteraron (paleobiodegradación) y resolubilizaron con petróleo fresco todos los reservorios petrolíferos de Bajo Barreal inferior y una etapa selectiva que también comprende nuevos pulsos de carga y alteración, afectando diferencialmente a parte de los reservorios.

Regionalmente se identificaron cinco grupos de petróleos con distintas improntas de biodegradación y mezcla que se ordenan en fajas paralelas a zonas de maduración concéntricas, verificándose una tendencia al aumento en la paleobiodegradación hacia el centro de cuenca y un crecimiento en la biodegradación moderna hacia las márgenes. De ello se infiere un control vinculado, por un lado, con el proceso primario de migración y carga y, por otro, con la actividad tectónica que condicionó la biodegradación.

El sistema petrolero D-129/B. Barreal se diferenciado del sistema D-129/Castillo, en que este último involucra mayoritariamente petróleos de madurez térmica más elevada, sin biodegradación o levemente biodegradados. Estas diferencias responderían a una carga posterior respecto de los reservorios de B. Barreal y consecuente inhibición de la biodegradación por su profundidad. Los reservorios de Castillo poseen elevadas presiones capilares debido al mayor contenido tobáceo en sus cuerpos arenosos. Por ende, la carga de los mismos sólo habría sido posible cuando las columnas de petróleo alcanzaron presiones relativas altas, posiblemente en forma tardía.

Esta marcada variabilidad en los tipos de mezcla de petróleos y consecuentemente en la calidad de los mismos se conjuga con el particular "desorden" general de los hidrocarburos y el agua de formación dentro de la sucesión productiva multireservorio. La distribución de fluidos habría resultado de procesos de carga selectiva debido a la altura de las columnas de petróleo formadas en las zonas de falla (membrana semipermeable), la variación en las presiones de entrada de los reservorios y la yuxtaposición de distintas litologías (reservorio/sello) contra los planos de fallas, modificada con los pulsos de reactivación e inversión tectónica.

Las acumulaciones comerciales de gas libre (casquetes de gas) en el ámbito de la Faja Plegada serían el resultado de la remigración desde reservorios profundos y segregación del gas disuelto en petróleo, teniendo como factor necesario la existencia de grandes cierres anticlinales originados por la inversión tectónica. Las comunes evidencias de fraccionamiento evaporativo (*vía* gas) y la alta frecuencia de niveles con petróleo y gas en la mayoría de los yacimientos de Las Heras indican que, al menos en esta amplia región, se generó abundante gas. Es probable, por ello, que en las zonas extensionales o que han sufrido mínima inversión tectónica, existan acumulaciones gasíferas profundas aún no reconocidas.

AGRADECIMIENTOS

Queremos dejar nuestro expreso agradecimiento a las autoridades de YPF S.A. por el estímulo para el desarrollo de este trabajo y por la autorización para su publicación.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- ARCHANGELSKY, S., E. BELLOSI, G. JALFIN y C. PERROT. 1994. Palynology and alluvial facies from the mid-Cretaceous of Patagonia, Subsurface of San Jorge Basin, Argentina. *Cretac. Research*, 15: 127-142.
- BARCAT, C., J. CORTIÑAS, V. NEVISTIC y H. ZUCCHI. 1989. Cuenca Golfo San Jorge. En: *Cuencas Sedimentarias Argentinas*, Chebli, G. y L. Spalletti (eds.). Ser. Corr. Geol., 6: 319-345, Univ. Nac. Tucumán.
- BELLOSI, E.S. 1995. Cambios climáticos y ambientales en la Patagonia central durante el Terciario medio. *Bol. Inf. Petr.*, 44: 50-83.
- BELLOSI, E., G. JALFIN y P. AMOEDO. 1997. Hydrocarbon trapping controls in Lower Bajo Barreal Formation, Southwest of San Jorge Basin. 2nd Reserv. Characteriz. Meet. YPF, Abs: 37-38.
- BERG, R.R., 1975. Capillary pressures in stratigraphic traps. *A.A.P.G. Bull.*, 59: 939-956.
- BLANC, P. y J. CONNAN, 1994. Preservation, degradation, and destruction of trapped oil. En: Magoon, L.B. y W.G. Dow (eds.), *The petroleum system -from source to trap*, A.A.P.G. Mem. 60: 237-247, Tulsa.
- BRIDGE, J., G. JALFIN y S. GEORGIEFF. 1997. Geometry, lithofacies and spatial distribution of fluvial sandstone bodies, Cretaceous Chubut Group, San Jorge Basin, Argentina. 2nd Reserv. Characteriz. Meet., YPF, Abs: 45-48.
- ENGLAND, W.A., A. MANN y D. MANN. 1991. Migration from source to trap. En: Merrill R. K. (ed.), *Source and migration processes and evaluation techniques. Treatise of Petroleum Geology*, p. 23-46. Tulsa.
- FIGARI, E., M. CID DE LA PAZ y G. LAFFITTE. 1997. Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica. *Bol. Inf. Petrol.*, 52: 5-17.

- FITZGERALD, M.G., R.M.JR. MITCHUM, M.A. ULIANA y K.T. BIDDLE. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. A.A.P.G. Bull., 74: 879-920.
- HECHEM, J., E. FIGARI y E. MUSACCHIO. 1987. Cuenca del Golfo de San Jorge. Hallazgo de la Formación D-129. Información estratigráfica y paleontológica. *Petrotecnia*, 11: 13-15.
- HECHEM, J. 1998. Arquitectura y paleodrenaje del sistema fluvial efímero de la F. Bajo Barreal, Cuenca San Jorge. *Bol. Inf. Petrol.*, 53: 21-27.
- HIPPLER, S. 1997. Microstructures and diagenesis in North Sea Fault zones: implications for fault-seal potential and fault-migration rates. En: R. Surdam (ed.) *Seals, traps and the petroleum system*. A.A.P.G. Mem., 67: 85-101.
- HOMOVC, J., G. CONFORTO y P. LAFOURCADE. 1993. Faja Plegada en el subsuelo de la Cuenca del Golfo San Jorge. Ejemplo de inversión tectónica. 12° Cong. Geol. Arg. y 2° Cong. Expl. Hidrocarb., 3: 233-240.
- HUBBERT, M.K. 1953. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. A.A.P.G. Bull., 37: 1954-2026.
- JALFIN, G. 1995. Controles aluviales que gobiernan la compartimentación de los reservorios en la Cuenca San Jorge, Argentina. Taller sobre Controles en la Sedimentación Aluvial, Asoc. Arg. Sediment., p.10-11.
- LAFARGUE, E. y C. BARKER. 1988. Effect of water washing on crude oil compositions. A.A.P.G. Bull., 72: 263-276.
- LESTA, P. 1968. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3° Jorn. Geol. Arg., 1: 251-289.
- MANGO, F.D. 1997. The light hydrocarbons in petroleum: a critical review. *Org. Geochem.* 26: 417-440.
- MCCAFFREY, M.A., H.A. LEGARRE y S.C. JOHNSON. 1996. Using biomarkers to improve heavy oil reservoir management: an example from the Cymric Field, Kern County, California. A.A.P.G. Bull., 37: 898-913.
- PALMA, M.A., C. SELVA y N. DAVIES. 1993. Interpretación geológica de superficie y análisis estructural de la región abarcada por el Area Cerro Wenceslao, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge. 12° Cong. Geol. Arg. y 2° Cong. Expl. Hidrocarb., 3: 126-134.
- PALMER, S.E., 1991. Effect of biodegradation and water washing on crude oil composition. En: Merrill R. (Ed.), *Source and migration processes and evaluation techniques. Treatise of petroleum geology*, p. 47-63. Tulsa.
- PERONI, G., A. HEGEDUS, J. CERDÁN, L. LEGARRETA, M. ULIANA y G. LAFFITTE. 1995. Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo Belt, central Patagonia. En: Tankard et al. (eds.) *Petroleum Basins of South America*. A.A.P.G. Mem. 62: 403-419.
- PETERS, K.E. y J.M. MOLDOWAN. 1993. *The Biomarker Guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall, New Jersey.
- PRICE, L.C. 1976. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration. A.A.P.G. Bull., 60: 213-244.
- PURCELL, W.R. 1949. Capillary pressures - their measurements using mercury and the calculation of permeability therefrom. *Petroleum Transactions of AIME*, 186: 39-48.
- SALES, J. 1997. Seal strenght vs. trap closure - a fundamental control on the distribution of oil and gas. En: Surdam R.C. (ed.) *Seals, traps and the petroleum system*. Amer. Assoc. Petr. Geol., Mem., 67: 57-83.
- SCHOWALTER, T.T. 1979. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment. A.A.P.G. Bull., 63: 723-760.
- SCIUTO, J.C. 1981. Geología del codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. 8° Cong. Geol. Arg., 3: 203-219.
- SMITH, D.A. 1966. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults. A.A.P.G. Bull. 50: 363-374.
- SYLWAN, C., H. J. VILLAR y W.G. DOW. 1998. Neocomian source beds, future exploration play in the South Flank of the Golfo San Jorge Basin. 1998 AAPG Int. Conf. & Exhib., Extend. Abs., p. 456-457.
- THOMPSON, K.F.M. 1987. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas-condensates. *Org. Geochem.* 11: 573-590.
- TISSOT, B. 1987. Migration of hydrocarbon in sedimentary basins: a geological, geochemical and historical perspective. En: Doligez B. (Ed), *Migration of hydrocarbon in sedimentary basins*. 2nd IFP Exploration Research Conference, Collection Colloques et Séminaires 45, p. 1-19, Paris.
- VALLATI, P. 1996. Palynology of Pozo D-129 Formation in the San Jorge Gulf Basin, Lower Cretaceous, Patagonia, Argentina. IUGS-IGCP Project N° 381 "South Atlantic Mesozoic Correlations"; SAMC News, 5: 66-67. Brasil.
- VAN NIEUWENHISE, D.S. y A.R. ORMISTON. 1989. A model for the origin of source-rich lacustrine facies, San Jorge Basin, Argentina. 1° Cong. Expl. Hidrocarb., 2: 853-883.

VERGES, J., G. JALFIN, M. SANZ, E. CRISTALLINI, V. PÉREZ y E. BELLOSI. 1998. Proyecto Transectas de la región Las Heras: estudio estructural y tectónico. Univ. Barcelona-YPF S.A. Inédito.

VILLAR, H.J., C. SYLWAN, A. G. PLEIMLING, M. MILLER, J.R. CASTAÑO y W.G. DOW. 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. 13º Cong. Geol. Arg. y 3º Cong. Expl. Hidrocarb., Actas I: 223-242.

YLLAÑEZ, E., J. DI LENA y H. MARCHESE. 1989. Evaluación geoquímica de petróleos y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge. 1º Cong. Expl. Hidrocarb., 2: 1127-1157.

Abstract

The nuclear magnetic resonance tool observes the nucleus. It is an emerging technology, which has the C.A.P.S.A. (Oil Company) has been running the tool to summarise the experience in different fields. The examples of porosity in the first tool in relation with core data. An impact affect the petrophysics evaluation. In other cases, this tool Probably the main point is the correct estimation of the tool. This technology will advance with the efforts of Oil and Service

Introducción y Objetivos

Este trabajo trata de resumir diferentes experiencias obtenidas con la Resonancia Magnética realizados en los yacimientos operados por ASTRA.

Esta nueva tecnología ha permitido avanzar en forma significativa en la exploración. Una herramienta de similares características (NMR) fue introducida en el año 1987. Las condiciones necesarias para la adquisición de la información llevó a que en los últimos años la misma fue nuevamente introducida a nuestro país.

La herramienta genera un campo magnético lo que provoca una polarización. Estos al volver a su posición original, generan una señal a partir de la cual se mide el decaimiento (T2) y el tiempo de polarización (T1). La amplitud está relacionada con la porosidad en los espacios porales y de esta medición es posible obtener una permeabilidad de la litología (Figura 1). El tiempo de decaimiento nos da información en relación con el espacio poral. Este valor obtenido es subdividido en 8 rangos que representa la distribución del tiempo de relajación (T2). Actualmente se obtienen con las nuevas herramientas a partir de las cuales es posible determinar la presencia de fluidos móviles e inmóviles, y en algunos casos de fluidos presentes, está basada en que existen distintos valores de T2 determinados en el laboratorio. En función de la posición de la herramienta en sentido horizontal es que se han establecido valores tentativos para determinar que delimitarían los fluidos móviles de los inmóviles, picos entre 150 y 200 milisegundos entre 150 milisegundos agua libre y alrededor de 500 milisegundos para los livianos.

También es posible estimar la permeabilidad a partir de las mediciones de T2 y T1.

Actualmente en el mercado existen principalmente dos tipos de herramientas: las de resoluciones verticales e investigan diferentes volúmenes de roca. Es muy importante planificar la adquisición en función de las características de los tipos de reservorios, fluidos y las condiciones del pozo.

El perfil de resonancia magnética fue registrado en los yacimientos siguientes:

1. Detectar nuevos reservorios que eventualmente se podrían considerar como convencionales.
2. Utilizar esta herramienta como único registro en algunos casos.
3. Mejorar las evaluaciones petrofísicas.
4. Tipificar tipos de fluidos y calidad del reservorio.
5. Definir el potencial de estimulaciones en algunos casos.

A continuación se analizan algunos resultados de los yacimientos mencionados.