

Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos

Por Miguel A. Uliana (Astra CAPSA), Leonardo Legarreta (Petrolera Argentina San Jorge), Guillermo A. Laffitte (YPF S.A.) y Héctor J. Villar (CIRGEO)

El 9 de abril de este año tuvo lugar en la sede del IAPG, la conferencia sobre “Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas argentinas”, que formó parte del trabajo de apertura del Simposio sobre Sistemas Petroleros que se realizó en Mar del Plata (del 18 al 21 de abril) en el marco del IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

La exposición se orientó a la revisión del estado del conocimiento estratigráfico y geoquímico de los intervalos generadores que fueron los responsables de la carga de hidrocarburos en los distritos petrolíferos comerciales en Argentina.

La que sigue es una síntesis de la exposición.

Nuestro agradecimiento al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** por habernos invitado a dar, en su sede de Buenos Aires, esta presentación pre-Congreso.

La idea de organizar un simposio sobre el tema surgió de Miguel A. Uliana quien, a mediados de 1995, nos planteó este proyecto con el objetivo de actualizar y generar una visión integral de los conocimientos geológicos y geoquímicos de las cuencas petrolíferas. Con ese fin, comenzó la preparación de un trabajo de índole regional que reuniera todas las cuencas petrolíferas



Miguel Uliana



Leonardo Legarreta



Guillermo Laffitte



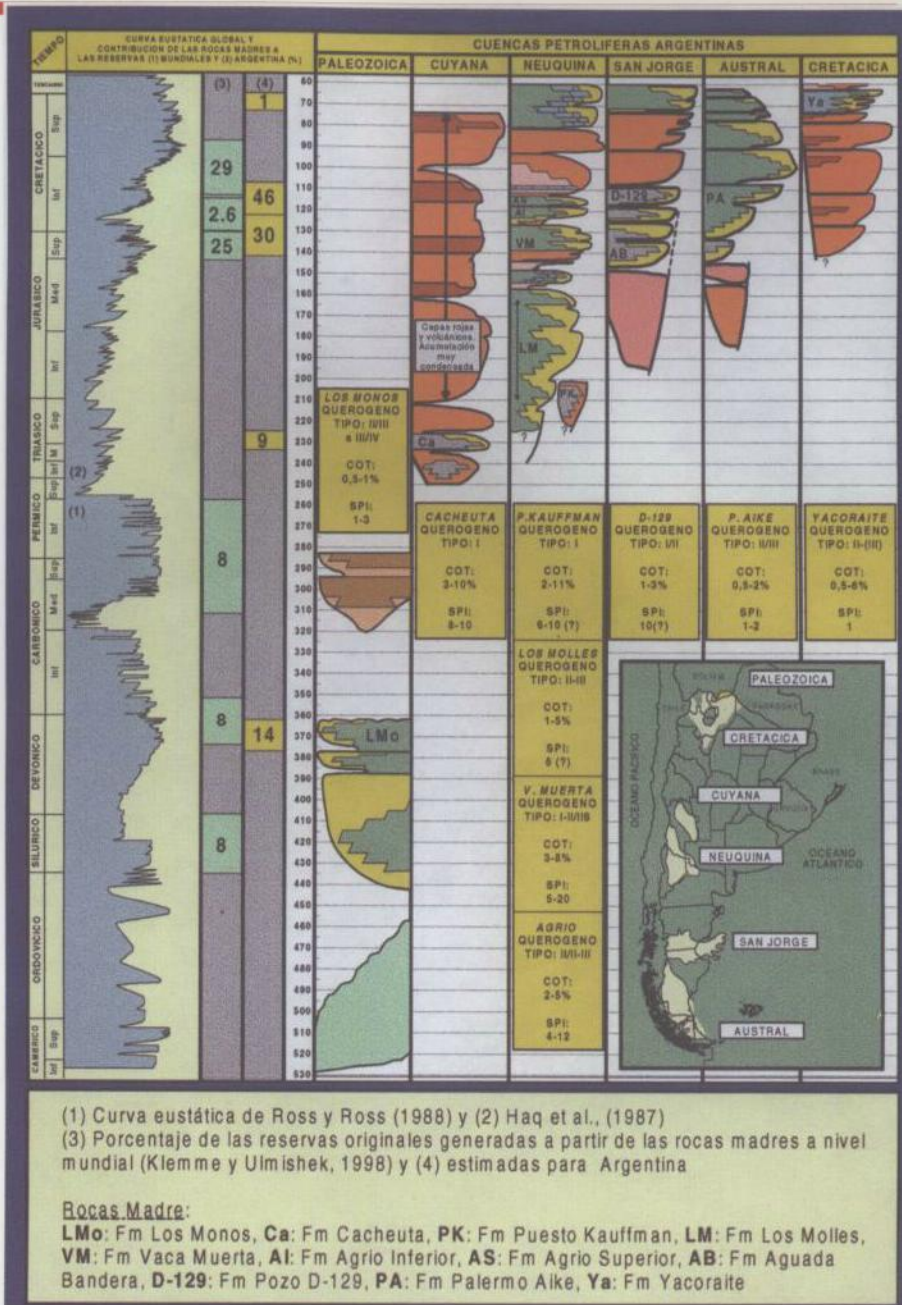
Héctor Villar

y estuviera enfocado al análisis del marco geotectónico, ambiente de acumulación y características de las rocas generadoras de hidrocarburos. Con el fallecimiento de Miguel A. Uliana el 1º de julio de 1997, tanto el proceso de organización del simposio, como la preparación del trabajo quedaron detenidos.

Transcurrido un tiempo y teniendo en cuenta la realización del IV Congreso, a los coautores nos pareció oportuno llevar adelante aquella idea inicial y se propuso a la Comisión Organizadora del Congreso la preparación de una reunión especial, o simposio, dedicado al tratamiento de los sistemas petroleros de las cuencas de Argentina. La propuesta finalmente concretada fue que los organizadores del simposio presentarían como apertura el trabajo que estaban preparando con Miguel A. Uliana e invitarían a otros autores para presentar trabajos sobre las diferentes cuencas productoras de hidrocarburos.

Como organizadores del simposio, queremos aprovechar esta oportunidad para expresar nuestro más sincero reconocimiento al Comité del Congreso, quien inmediatamente aceptó nuestra propuesta, dándonos el apoyo necesario e imprescindible para poder concretar la realización de una jornada completamente dedicada a las presentaciones de esos trabajos, así como también la dedicación en la edición de su publicación.

El trabajo se orientó a la revisión del estado del conocimiento estratigráfico y geoquímico de los intervalos generadores que, de acuerdo con la opinión de la mayoría de los investigadores modernos, fueron los responsables de la carga de hidrocarburos en los distritos petrolíferos comerciales en Argentina. Está basado en datos obtenidos a partir de publicaciones y de informes de la industria, donde se tiene en cuenta el análisis integrado de la información geológica y geoquímica, enfocado a asegurar la correlación entre reservas de hidrocarburos e intervalos de querógenos específicos. Se hizo una revisión de las cuencas Paleozoica y Cretácica del Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral o Magallanes (Fig. 1). Los interesados en profundizar sobre el tema podrán encontrar en las Actas del Congreso el trabajo completo con las correspondientes citas bibliográficas.



Las facies generadoras de las cuencas petrolíferas

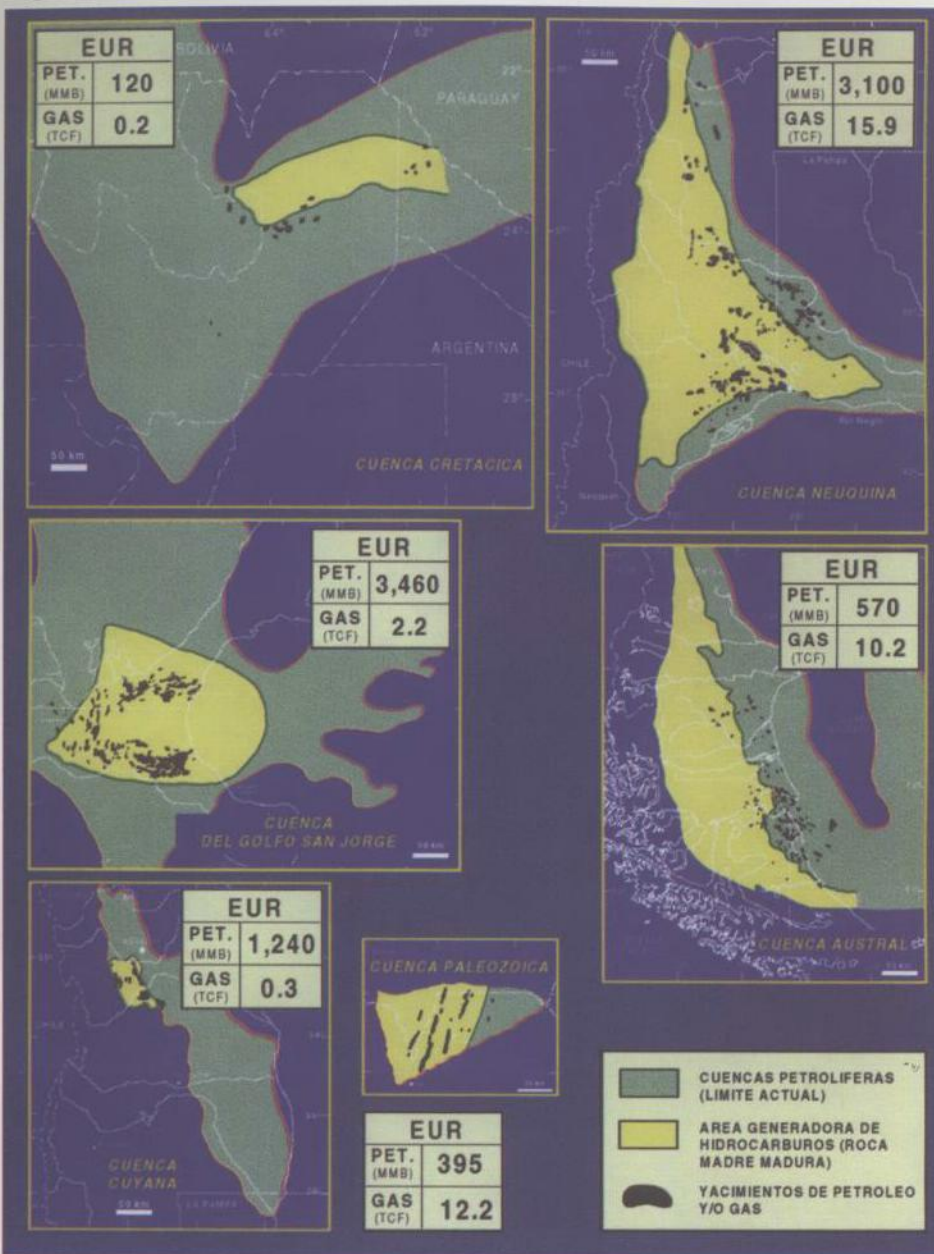
La más antigua de las rocas generadoras es la **Fm Los Monos**, acumulada bajo condiciones marinas durante el Devónico Tardío en la **Cuenca Paleozoica del Noroeste o de Tarija**, un depocentro de antepaís ubicado entre el cratón sudamericano y la extensa faja plegada desarrollada durante el Ordovícico. Esta facies generadora está compuesta por lutitas negras laminadas, a menudo descriptas como bituminosas, ocasionalmente interrumpidas por delgados niveles de facies heterolíticas. La ocurrencia de

condiciones de fondo favorables para la preservación de la materia orgánica estuvo presumiblemente favorecida por un ascenso relativo del nivel del mar, en un marco de nivel oceánico alto, que tuvo lugar durante largos períodos del Silúrico y Devónico. Presenta una riqueza orgánica modesta y relativamente homogénea, con valores de COT que excepcionalmente superan el 1% y posee un querógeno tipo II/III a III/IV, marino amorfo-algal con variable contribución terrestre. Una característica general de la unidad es su tendencia a generar hidrocarburos livianos, principalmente gas, debido a la dilución del bajo

COT% y a su calidad regular, tal como lo indican los picos S2 de pirólisis originales promedio estimados en no mayores de 400 mg HC/g COT. Ello origina un déficit en el proceso de expulsión, retención de los hidrocarburos generados en la roca madre y un craqueo hacia compuestos cada vez más livianos. La pobre a mediocre calidad generadora de la roca madre se ve compensada por el potente espesor de varios cientos de metros (típicamente 700-1000 m) y la amplia distribución areal.

En el centro-oeste de Argentina, durante el Triásico quedaron registradas acumulaciones no marinas dentro

Figura 2



de un cierto número de cuencas independientes, limitadas por fallas que afectaron la faja orogénica del Paleozoico tardío. Una de ellas, conocida como **Cuenca Cuyana**, contiene una facies oscura rica en materia orgánica de origen lacustre, conocida como **Fm Cacheuta** y asignada al Triásico Superior. Se trata de lutitas laminadas gris oscuras a negras, que contienen a menudo restos vegetales, pirita y presencia persistente de algas coloniales tipo *Botryococcus*, acumuladas dentro de grandes y profundos lagos de agua dulce, con condiciones de fondo anóxicas permanentes. La riqueza orgánica queda atestiguada por los valores de COT promedio de 4% y máximos por encima de 12% de material algal (Tipo I o I/II). La roca madre Cacheuta se caracteriza por su generalizada baja madurez térmica debido en parte a su particular historia de soterramiento. Sólo una proporción menor de la excelente potencialidad oleogénica generó efectivamente hidrocarburos en sectores profundos, localizados en el oeste de la cuenca. Este marco dio como resultado la profusa existencia de petróleos poco migrados de baja a moderada madurez térmica, cerosos y de alta viscosidad ("early-oils"). Las escasas acumulaciones de gas de la cuenca también son el reflejo del débil stress térmico experimentado por la roca madre a lo largo de su historia.

En el transcurso del Jurásico y Cretácico, quedó bien documentada

CRECIMIENTO CONSTANTE
EN LA
INDUSTRIA DEL PETRÓLEO



25 de Mayo 555 piso 16° (1002) Buenos Aires

Tel.: 4311-1304 / 4312-2705 - Fax: 4313-1714

la correlación entre la presencia de lutitas de alto contenido de materia orgánica y las transgresiones regionales que tuvieron en la **Cuenca Neuquina**, un depocentro de trasarco localizado sobre el borde occidental de la Placa Sudamericana. Recientemente se ha registrado una importante producción comercial de hidrocarburos generados a partir de lutitas lacustres jurásicas, ricas en materia orgánica. Se trata de la **Fm Puesto Kauffman** acumulada en lagos profundos y de agua dulce localizados dentro de hemigrábenes extensionales desarrollados durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano, en el extremo suroccidental del Engolfamiento Neuquino. El alto contenido de materia orgánica oscila entre 2 y 8% y la califica como una excelente roca madre de hidrocarburos, con valores de índice de hidrógeno cercanos a 900 mg HC/g COT. Contiene un querógeno de tipo I, característico de rocas generadoras de hidrocarburos líquidos, con predominio de material amorfo, algas coloniales del tipo *Botryococcus* y restos de vegetales terrestres subordinados. Los petróleos generados por esta facies lacustre presentan bajas densidades, moderada madurez térmica, predominio de parafinas de alto peso molecular ("waxy oil") y bajo contenido de azufre. En el Jurásico Temprano a Medio, la cuenca fue inundada por aguas oceánicas a través del borde de la placa Pacífica como resultado de un ascenso eustático global. La evolución paleogeográfica llevó a la implantación de condiciones marinas de aguas relativamente profundas y fondos moderadamente reductores a disóxicos donde se acumuló una potente sucesión de lutitas oscuras ricas en materia orgánica, denominadas **Fm Los Molles** en el ámbito neuquino y **Fm Tres Esquinas** en la provincia de Mendoza. Se trata de un material con participación variable de elementos terrestres con valores de COT entre 1 y 3%. Zonas profundas de la cuenca muestran picos de hasta 6% de carbono orgánico total y al

mismo tiempo presentan severa alteración térmica, por lo tanto se asume que la riqueza orgánica original debió ser sustancialmente mayor. En el ámbito de la Dorsal de Huincul el querógeno muestra una asociación orgánica mixta con participación relativa de material amorfo entre 50 y 70%, en tanto que el resto lo integra material estructurado de tipo inertínico y vitrínico. Se trata de un querógeno tipo II a II-III con un potencial regular a bueno para la generación de petróleo y gas. Las ocurrencias de hidrocarburos a lo largo de la Dorsal indican que esta roca madre aportó petróleos normales, predominantemente parafínicos, livianos y con bajos contenidos de azufre. Hacia posiciones internas, la maduración más acentuada por un mayor soterramiento habría generado los importantes volúmenes de gas alojados en los reservorios jurásicos de la zona. En el Jurásico Tardío gran parte del depocentro estuvo ocupado por un extenso mar en cuyo fondo se dieron condiciones de restricción y anoxicidad propicias para acumulación de una sección rica en materia orgánica, denominada **Fm Vaca Muerta** ("Margas Bituminosas"), principal roca madre de la cuenca. El registro geológico indica un medio marino con columna de aguas estratificadas y balance hidrológico positivo persistente, bajo condiciones de fondo anóxicas. Este intervalo está compuesto por una potente sucesión de lutitas laminadas y margas negras que presentan valores de COT entre 3 y 8%, con picos de hasta 10-12%. Se trata de un querógeno formado casi exclusivamente por materia orgánica amorfa, asociada a paleomicroplancton marino y sumamente escasa a nula participación de elementos terrestres. Presenta muy buen potencial generador, mientras que los índices de hidrógeno y oxígeno evidencian un querógeno tipo I-II, excelente generador de hidrocarburos líquidos. La Fm Vaca Muerta ha generado grandes volúmenes de petróleo y también importantes acumula-

ciones de gas y condensados asociados a la "cocina" de hidrocarburos situada hacia posiciones profundas de la cuenca y en la faja plegada. De acuerdo a las características generales de los petróleos se diferencian cuatro facies orgánicas principales. En la región de Malargüe, los petróleos muestran signos de haber sido generados por una facies orgánica arcillosa-carbonática. Los términos acumulados en el área del Engolfamiento dieron origen a petróleos de alta madurez generados en facies esencialmente lutíticas. Hacia el dominio de la plataforma nororiental, los petróleos presentan características intermedias, con madurez media a moderadamente alta, vinculados con miembros arcillosos con influencia carbonática. Finalmente, en el denominado ambiente del Sur de la Dorsal, en un medio muy restringido se acumularon niveles de querógenos ricos en azufre, lo cual está representado en los petróleos del área, en general de madurez térmica baja a moderada. Como resultado de un ascenso relativo del nivel del mar durante el Valanginiense Tardío-Hauteriviense, la cuenca fue cubierta por una rápida inundación marina, de tal forma que grandes porciones de la plataforma quedaron prácticamente ahogadas. En situaciones internas de la cuenca, alejadas del suministro clástico, y bajo condiciones de aguas tranquilas y anóxicas, se depositaron calizas micríticas y lutitas negras ricas en materia orgánica conocidas como Miembros Inferior y Superior de la **Fm Agrio**. La facies lutítica-margosa presenta valores promedio entre 2 y 3% y picos de hasta 5% COT. En la composición del querógeno hay un dominio neto del material algal-amorfo, con aporte terrígeno minoritario (Tipo II/II-III), generador de un volumen importante de hidrocarburos en el noroeste del Neuquén, donde alcanzó suficiente madurez térmica dada por la espesa pila sedimentaria del Cretácico Superior-Terciario, combinada con la sobrecarga tectónica suminis-

trada por la faja plegada. El Miembro Superior de la Fm Agrio presenta características muy similares a las registradas en la base del Miembro Inferior, aunque con mayor aporte de material terrígeno. No obstante, la escasez de datos geoquímicos vinculados con ambas secciones potencialmente generadoras no permite hacer una evaluación de los volúmenes que pudieron haber generado estos dos niveles individualmente.

Durante el Jurásico Medio, mientras Patagonia y Sudáfrica austral estuvieron sujetas a una activa extensión, tuvo lugar la apertura de un engolfamiento marginal angosto entre el borde continental activo y la losa principal de Sudamérica, constituyendo lo que hoy conocemos como **Cuenca Austral** o **Magallanes**. El ascenso del nivel del mar durante el Hauteriviano produjo la mayor inundación pericontinental sobre el sur de Sudamérica, evento transgresivo que quedó registrado por lutitas marinas de la **Fm Palermo Aike Inferior** ("Lower Inoceramus"). El ascenso eustático, la circulación oceánica global generalmente lenta gobernada por la salinidad y el reducido suministro clástico condicionaron la acumulación sostenida de lutitas negras con contenidos orgánicos regulares a mo-

derados de querógenos amorfos tipo II/III, pobremente preservados en un ambiente marino abierto. La potencialidad generadora de hidrocarburos de la roca madre resultante fue baja, con alta capacidad gasífera relacionada a expulsión tardía. La Fm "Lower Inoceramus", con la contribución de las "Margas Verdes" (Aptiano-Albiano), arroja valores interesantes de COT (1-3%) y de Índice de Hidrógeno (hasta 400 mg HC/ g COT), con una probada correlación con la gran mayoría de los petróleos.

Hacia el Jurásico Medio y Tardío el paisaje de la Patagonia, donde hoy se encuentra la **Cuenca del Golfo San Jorge**, estuvo dominado por una topografía linear de cadenas elongadas, separadas por depresiones de geometría transversal asimétrica que contenían valles aluviales o cuencas lacustres. Este fue un período que favoreció la concentración de materia orgánica dentro de los lagos implantados en varios compartimentos limitados por fallas, o depresiones intermontañas. Estas acumulaciones lacustres del Jurásico Superior-Neocomiano basal fueron depositadas en el flanco oeste de la cuenca de San Jorge, en la proximidad de la porción actualmente enterrada de la Faja Bernárdides, donde se las conoce como

Formaciones Anticlinal Aguada Bandera y Cerro Guadal. Las secuencias lacustres más espesas, que presumiblemente contuvieron los cuerpos de agua dulce más grandes y profundos, habrían provisto condiciones favorables para generar la expansión del fitoplancton con algas no marinas, con capacidad de derivar en alginitas ricas en lípidos. Las pequeñas acumulaciones de petróleos parafínicos del área oeste de la cuenca se han originado en estas pelitas lacustres, con contenidos orgánicos en el orden de 1-3% de COT y querógeno tipo (I)/II, ocasionalmente influenciado con aporte de plantas superiores. Durante el Neocomiano el patrón y estilo de la actividad tectónica a través de la Patagonia mostró cambios sustanciales y resultó en una alteración profunda del armazón paleogeográfico. Muchos de los rifts jurásicos quedaron inactivos, sólo registrando un flexuramiento regional inducido por una recuperación térmica, interpretado generalmente como un efecto de interferencia lejano de las fallas transformantes activas que acomodaron la separación entre África y América del Sur. Dentro de este marco paleogeográfico y bajo clima semiárido, durante el Cretácico Temprano las acumulaciones de facies generadoras co-

Ya Cumplimos 25 años

y en el 2000 queremos continuar brindando productos y servicios de alta calidad

Consultoría e Ingeniería - Plantas y Equipos



TECNA S.A.

ESTUDIOS Y PROYECTOS DE INGENIERIA

Av. Paseo Colón 439 - (1063) Buenos Aires - Argentina

Tel: (54-11) 4347-0347

E-mail: ji@tecna.com

Fax: (54-11) 4331-5477

Web-site: www.tecna.com.ar

Filiales en Brasil, Bolivia y Ecuador

nocidas como **Formación Pozo D-129** (Hauteriviano-Aptiano), tuvieron lugar en lagos meromícticos afectados por un régimen hidrológico salino-alkalino. Esta entidad con un espesor que excede largamente los 1000 metros está dominada por lutitas bituminosas y carbonosas con ingredientes característicos como microcoquinas de ooides, pisoides y ostrácodos y fuerte participación piroclástica. El contenido orgánico de esta roca madre está dado por querógenos predominantemente amorfos, variando desde tipo (I)-II a II-III, con contribución terrestre y buena capacidad primaria de generación de petróleo. Los registros típicos de COT oscilan entre 1 y 3%, aunque se asume que las facies profundas desconocidas hacia el centro de cuenca serían significativamente más ricas y con calidad generadora mejorada. Los petróleos asociados a esta roca madre son altamente parafínicos a nafténico-asfálticos, con patrones en los que los rasgos primarios de D-129 son sobreimpuestos por mezclas complejas de varios pulsos de migración y procesos múltiples de biodegradación y alteración del petróleo en el reservorio a lo largo del tiempo geológico.

El marco geotectónico que gobernó la acumulación de las facies generadoras en la **Cuenca Cretácica del Noroeste** estuvo regido por un estadio tardío de subsidencia, después de que abortara un sistema de rifts de intraplaca que predominó durante el Jurásico Tardío y Cretácico Temprano, cuando Sudamérica y África se estaban separando. La asociación de facies más distal de la **Fm Yacoraite**, portadora de los niveles generadores, consiste en una alternancia de colores gris verdosos a negros, de lutitas, margas y calizas de grano muy fino, portadoras de materia orgánica diseminada. Comprenden zonas delgadas pero ricas en querógeno compuestas por material amorfo y liptínico. Las acumulaciones distales están organizadas como apilamientos regulares de pares finamente estratificados de calizas estromatolíticas negras con nódulos

los fosfáticos, areniscas cuarzosas y grietas de desecación. Las facies de Yacoraite reflejan un cuerpo de agua epicontinental con conexión marina restringida, con rasgos que indican somerización y eventual exposición subaérea, incluso en las porciones más profundas del sistema deposicional. La distribución y características geoquímicas de Yacoraite como roca madre presentan fuerte variación a lo largo de la cuenca. En principio, la unidad tiene rangos de contenido orgánico extremadamente amplios, desde valores despreciables, moderados hasta muy ricos (0.5-6% COT y picos S2 de pirólisis Rock-Eval en el rango 6-60 mg/g roca, de un querógeno predominantemente amorfo), lo cual se relaciona con la existencia de distribuciones discontinuas de potenciales niveles generadores, normalmente finamente estratificados. Por lo tanto, la potencialidad del querógeno de Yacoraite para generar hidrocarburos cubre un rango desde cuasi-nulo a excelente. Las reducidas acumulaciones de hidrocarburos encontradas hasta el momento podrían deberse al pequeño volumen de roca madre disponible y a su moderada madurez térmica promedio observada a nivel de cuenca. Dos tipos de petróleo parafínicos han sido reconocidos hasta ahora en el depocentro Lomas de Olmedo: uno, originado en posiciones de cuenca profunda, a partir de una roca madre lutítica y bien madura, y el otro, localizado sobre el flanco sur, originado en una roca con fuerte participación carbonática, proximal y de madurez térmica comparativamente baja.

Síntesis y Comparación

Cuando se observan las curvas eustáticas del Paleozoico y Mesozoico se advierte una buena correspondencia entre posiciones altas del nivel del mar y los niveles estratigráficos que contienen las principales rocas madre de las cuencas petrolíferas (Fig. 1). Tomando en consideración los volúmenes descubiertos de hidro-

carburos generados y preservados dentro de las cuencas petrolíferas de Argentina, surge claramente que en tiempos del Jurásico Tardío y Cretácico Temprano se acumularon las rocas madre que suministraron alrededor del 76% de los hidrocarburos conocidos. Esto es consistente cuando se comparan los parámetros geoquímicos básicos de los intervalos analizados, donde se destaca la excelente calidad oleogénica de las rocas generadoras lacustres de la Fm Pozo D-129 (Hauteriviano-Aptiano) y las facies marinas de las Formaciones Vaca Muerta (Tithoniano) y Agrio (Hauteriviano). En concordancia con estos factores, es en las cuencas del Golfo San Jorge y Neuquina donde se depositaron y maduraron adecuadamente aquellas rocas que han generado la mayor parte de las acumulaciones de hidrocarburos líquidos preservadas de la Argentina (Fig. 2). En contraste, en las cuencas Cretácica del Noroeste y Cuyana (cuencas con muy bajo GOR), si bien se depositaron rocas madre de alta calidad, en la primera de ellas, la Fm Yacoraite (Cretácico Tardío) sólo contiene muy reducido volumen de roca generadora, térmicamente madura en un sector arealmente limitado, de ahí la exigua cantidad de los hidrocarburos acumulados. Por otro lado, la facies lacustre de la Fm Cacheuta (Triásico Tardío), presenta un mayor volumen de roca generadora y, a pesar de presentar una madurez térmica relativamente baja y sólo restringida a una porción reducida de la cuenca, la cantidad de hidrocarburos generados fue comparativamente muy superior (Fig. 2). Las cuencas Paleozoica del Noroeste y Austral (cuencas con alto GOR) tienen en común el desarrollo de grandes volúmenes de rocas madre portadoras de querógenos primariamente deficitarios. Sin embargo, experimentaron una evolución térmica que favoreció la generación de hidrocarburos livianos y gas. En la primera, donde la facies generadora la constituyen las lutitas de la Fm Los

Monos (Devónico Tardío), el factor crítico estuvo dado por la adecuada sincronización de la generación-migración y la estructuración. En la segunda, jugó un rol clave la estrecha interrelación entre la roca madre, Fm Palermo Aike (Hauteriviano), y el reservorio proveyendo un drenaje lateral de alta eficiencia a lo largo de grandes extensiones de la cuenca.

Miguel A. Uliana es Doctor en Ciencias Geológicas de la Universidad Nacional de La Plata. Desde 1968 hasta 1978 perteneció a la Gerencia de Exploración de Yacimientos Petrolíferos Fiscales. De 1978 a 1980 trabajó para el Laboratorio Central de Exploración de Petrobras (Brasil), luego se incorporó a Esso Exploradora (Argentina) y fue posteriormente transferido a Exxon Production Research (E.E.U.U.) hasta 1986. Se incorporó entonces a Astra a

cargo de la Gerencia de Exploración y luego, de Nuevos Proyectos, hasta su fallecimiento el 1º de julio de 1997.

Leonardo Legarreta es Doctor en Ciencias Geológicas egresado de la Universidad de Buenos Aires. Inició su carrera profesional en Yacimientos Petrolíferos Fiscales en 1976, dentro de la Gerencia de Exploración. En 1987 pasó a desempeñarse en Astra CAPSA, en la Gerencia de Exploración y luego, en Proyectos Especiales. En 1995 se incorporó a Petrolera Argentina San Jorge, donde en la actualidad está a cargo de la Gerencia de Geología Regional.

Guillermo A. Laffitte es Licenciado en Paleontología egresado de la Universidad Nacional de La Plata. Ingresó a YPF en 1977 en el Laboratorio de Florencio Varela, desempeñándose en los sectores de

palinología y petrografía orgánica. Desde 1989 trabaja en la sede central de YPF S.A. en interpretación geoquímica en la División Exploración.

Héctor J. Villar es Geoquímico del Petróleo en el Centro de Investigaciones en Recursos Geológicos (CONICET). Graduado en Ciencias Químicas en la Universidad de Buenos Aires, se especializó en geoquímica orgánica mediante una beca de tres años en el Instituto de Geología, Geoquímica y Yacimientos de Petróleo y Carbón, de la Universidad de Aachen, Alemania. A lo largo de veinte años de actividad, ha desarrollado diferentes proyectos de evaluación geoquímica y ha actuado como consultor de la industria en áreas de exploración y producción petrolera de Argentina y otros países sudamericanos. Es autor de numerosas publicaciones de la especialidad.



**NALCO/EXXON
ENERGY CHEMICALS, L.P.**

**Su nuevo recurso para
incrementar su rentabilidad**

