

SISTEMAS PETROLEROS DE LAS CUENCAS ANDINAS

Carlos E. Cruz¹, Jorge F. Rodríguez², Jorge J. Hechem³ y Héctor J. Villar⁴

¹ Pluspetrol S.A., Buenos Aires, Argentina, ccruz@pluspetrol.net

² Petrobras Energía S.A., Neuquén, Argentina, jorge.rodriguez@petrobras.com

³ YPF S.A., Buenos Aires, Argentina, jjhechemc@ypf.com

⁴ GeoLab Sur S.A., Buenos Aires, Argentina, lqvillar@fibertel.com.ar

En el año 1994, dos prestigiosos geólogos del petróleo, Leslie Magoon del U.S. Geological Survey y Wallace Dow de la compañía de servicios geoquímicos DGSI, publicaban como editores la Memoria 60 de la AAPG: **The Petroleum System-From Source to Trap** (Magoon y Dow, 1994). El libro, hoy una obra de referencia, proponía un ordenamiento y calificación de una serie de conocimientos e ideas que se habían desarrollado en décadas anteriores en el ámbito de la exploración y el desarrollo de hidrocarburos y que habían crecido sin una estructura integradora. El concepto de **Sistema Petrolero** unió entonces la geología del petróleo con la geoquímica y se constituyó en una herramienta indispensable de análisis. Distintos autores de renombre contribuyeron a la Memoria 60 con sus artículos acerca de los elementos esenciales de los sistemas petroleros (roca generadora, reservorio, sello, roca de sobrecarga) y sus procesos (formación de la trampa, generación-expulsión-migración-acumulación-preservación de los hidrocarburos y momento crítico). Otros capítulos trataron las herramientas fundamentales para el análisis como el modelado térmico y cinético, decisivo para describir la evolución en el tiempo geológico; los criterios de identificación y métodos de clasificación; la correlación de petróleos y gases con sus fuentes generadoras como aspectos centrales para definir el grado de certidumbre; la determinación de la capacidad de carga del sistema (SPI). El libro incluyó también casos de sistemas de todo el mundo y un capítulo comparativo en función de volúmenes recuperables y eficiencia de Generación-Acumulación, resultando claro que los variados aspectos que fundamentan el análisis de sistemas petroleros definen al mismo como esencialmente interdisciplinario.

En 1999, se realizó en la ciudad de Mar del Plata, Argentina, el **Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Argentinas**, en el marco del IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG), donde se presentaron trabajos de las cuencas productivas de Argentina (Facies generadoras de todas las cuencas: Uliana *et al.*, 1999; Cuenca Paleozoica del Noroeste-Tarija: Starck, 1999; Disalvo y Villar, 1999; Cuenca Cretácica del Noroeste: Gómez Omil y Boll, 1999; Cuenca Cuyana: Jones *et al.*, 1999; Cuenca Neuquina: Legarreta *et al.*, 1999; Cruz *et al.*, 1999; Cuenca del Golfo San Jorge: Figari *et al.*, 1999; Cuenca Austral: Pittion y Arbe, 1999). Sobre la base de la unidad conceptual propuesta en la Memoria 60, estos artículos resumían el conocimiento de los sistemas de hidrocarburos de Argentina. Dentro de la serie de Congresos del mismo tipo, se efectuaron los simposios de **Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina** (Schiuma *et al.*, 2002) y de **Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina** (Kozlowski *et al.*, 2005), como así también el Simposio de **Frontera Exploratoria de la Argentina** (Chebli *et al.*, 2005), que extendió la utilización de la "herramienta Sistema Petrolero" a la evaluación de áreas no productivas. A nivel continental se destaca la señera Memoria 62 de la AAPG, **Petroleum Basins of South America** (Tankard *et al.*, 1995), además de la realización de numerosos congresos y simposios con ricas contribuciones sobre los sistemas petroleros de las cuencas del continente (por ejemplo, la serie de **Simposios Bolivarianos "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas"** y los **Congresos Latinoamericanos de Geoquímica Orgánica**, desde los años 90 a la actualidad).

En este marco, el libro de **Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas** presenta una versión actualizada de las principales cuencas sudamericanas vinculadas al ámbito andino, con el propósito de que la información e ideas de cada uno de los capítulos constituyan una fuente de consulta para el rápido acceso al conocimiento de sus sistemas petroleros y recursos.

Las cuencas sedimentarias tratadas se han dividido en Cuencas del Sur, Cuencas Centrales y Cuencas del Norte (Figura 1). La edad de las rocas generadoras es un elemento distintivo que se asocia a este agrupamiento geográfico.

Las Cuencas del Sur abarcan un conjunto de sistemas generadores con rocas madre de edades que van del Triásico al Cretácico Tardío. La riqueza y eficiencia de los sistemas es muy variable, pudiendo apreciarse en los gráficos estadísticos de la Figura 1 que la participación de este grupo en el total de las Cuencas Andinas es del 5% en las reservas EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) 2P de petróleo y del 15% en las de gas (Rosso, 2003).

Las Cuencas Centrales estuvieron relacionadas en su origen con el margen activo occidental de Gondwana y tienen rocas madre del Paleozoico. Estos sistemas generaron gas no asociado de manera dominante y poseen el 25% de las reservas 2P de gas de la región, pudiendo considerarse a estas cuencas como las de menor madurez exploratoria.

Las Cuencas del Norte están representadas por sistemas generadores vinculados a las intrusiones marinas ocurridas durante el Cretácico, esencialmente el Turoniano. Estos sistemas generaron principalmente petróleo y son muy prolíficos, especialmente el sistema de La Luna y equivalentes, tal como se puede apreciar en los gráficos de la Figura 1, donde la participación de las Cuencas del Norte (incluye Llanos – Barinas) en el total de las Cuencas Andinas llega al 94% en las reservas EUR 2P de petróleo y al 60% en las de gas (Rosso, 2003), si bien en este último caso se trata de gas asociado.

La **Cuenca Austral**, productiva de gas y petróleo, está localizada en el extremo sur de Sudamérica. Entre seis sistemas petroleros reconocidos por Rodríguez *et al.*, el dominante se asigna al Cretácico Temprano, con Inoceramus Inferior con potencial generador en la Zona Intermedia, muy probablemente en la Zona Profunda y sin potencial comprobado en la Plataforma. La generación de hidrocarburos comenzó en el Cretácico Tardío y alcanzó su clímax por la sobrecarga durante la etapa de foreland. La mayoría de los yacimientos se ubican en la Plataforma y Zona Intermedia (mayores reservas descubiertas), en gran medida fuera del área de generación, lo que indica migración lateral moderada a larga. La eficiencia estimada para el proceso de generación-acumulación es baja.

La **Cuenca de Malvinas**, localizada costa afuera y, en varios aspectos, similar a la Cuenca Austral, presenta para Vayssaire *et al.* numerosas evidencias de hidrocarburos que aseguran la existencia de roca madre madura, siendo el riesgo principal la presencia de reservorios de buena calidad en el Terciario de la zona Sur. Se han perforado 18 pozos exploratorios de los cuales 5 tuvieron ensayos con petróleo en los objetivos cretácicos o terciarios. La exploración actual está enfocada en la zona sur de la cuenca, donde los modelados geológicos permiten suponer una carga de los reservorios del Terciario mediante migración vertical intergranular. Existe riesgo de procesos de biodegradación. En la **Cuenca de Colorado**, los mismos autores encuentran muy pocas evidencias de hidrocarburos y afirman que su principal riesgo es la presencia de una roca madre efectiva. Las posibles secciones generadoras podrían ubicarse en el relleno de la etapa de *synrifting* del Jurásico Medio o, posteriormente, durante las transgresiones del Jurásico Tardío o Cretácico Temprano. El modelado de cuenca propone que la expulsión comenzó durante el Cretácico Tardío, ubicándose su pico a los 65 Ma. Los prospectos con menor riesgo de carga se localizan cercanos al depocentro.



Figura 1. Mapa de ubicación de las Cuencas Andinas tratadas en este volumen. Gráficos estadísticos modificados de Rosso (2003).

Sylwan *et al.* evalúan la **Cuenca del Golfo San Jorge**, lugar donde se inició la explotación comercial de hidrocarburos en Argentina a partir del descubrimiento realizado en 1907. Los autores aplicaron un punto de vista analítico novedoso, realizando correlaciones hidrocarburo – roca madre de carácter regional con obtención de resultados alentadores. Se definen tres sistemas petroleros, si bien el vinculado a la Fm. Pozo D-129 ha generado más del 95% del petróleo descubierto. La migración principal está asociada a las fallas; las trampas, principalmente estructurales, registran una historia originalmente extensional con eventos compresivos posteriores. El gas de reservorios profundos tiene una participación creciente en los últimos años y el sector costa afuera cuenta sin duda con los mayores recursos.

Los yacimientos de la **Cuenca Neuquina**, posiblemente la más prolífica de las cuencas argentinas, han sido agrupados por Legarreta *et al.* en ocho distritos productivos en base a características geológicas y geoquímicas que les son comunes. En cada uno de esos distritos se analizan los sistemas generadores y su relación con el estilo de migración – entrapamiento y su impedancia, considerando la eficiencia del sistema en términos de reservas finales (EUR). Se discute el potencial exploratorio remanente, destacando la importancia que en el futuro tendrán los sistemas de gas de centro de cuenca (*tight gas sandstones – shale gas*) y las posibles acumulaciones en trampas estratigráficas y combinadas de petróleo de baja movilidad en el flanco noreste de la cuenca.

Zencich *et al.* investigan en detalle los patrones del único sistema petrolero comprobado de la **Cuenca Cuyana**, constituido por las lutitas lacustres de Cacheuta y el reservorio más prolífico, la Fm. Barrancas. El *pod* generador del Eje Occidental es visto como la única zona con conversión sustancial del querógeno a hidrocarburos. Sin embargo, el Eje Oriental acumula el 88% de la producción total, implicando distancias generalizadas de movilización de los hidrocarburos de hasta 60 km. El índice GAE (Generation-Accumulation Efficiency) calculado es del 14%, valor infrecuentemente alto que se considera derivado de la buena coordinación entre generación, expulsión y formación de trampas, acompañada de la gran eficiencia del sello regional y la calidad de los reservorios.

La **Cuenca Cretácica** del Noroeste, desarrollada junto a la porción argentina de la Cuenca de Tarija por Vergani *et al.*, es productora de petróleo de manera exclusiva, resultando la menos prolífica de las cuencas de Argentina. Sus niveles generadores son de gran riqueza orgánica pero escaso espesor y el sistema de carga es eficiente en función de la ubicación de las trampas con respecto a las principales cocinas. El tamaño de los yacimientos, entre los que se distinguen dos de mayor importancia, parece indicar que los descubrimientos efectuados no acompañaron el esfuerzo exploratorio. La sobrecarga producto del Terciario Orogénico es fundamental para producir la generación y expulsión de hidrocarburos.

En la **Cuenca de Tarija**, Cruz *et al.* identifican dos sistemas petroleros, uno probado que actúa de manera principal en las regiones de Pilcomayo y la Faja Corrida y alberga las mayores reservas en característicos reservorios cuarcíticos fracturados y otro, de carácter hipotético, cuya área de influencia es la zona de Santa Cruz de la Sierra, en el sector norte. Se ha interpretado una variación regional de la maduración térmica de las secciones generadoras devónicas con un incremento en sentido nortesur. La Tectónica Andina motoriza la expulsión de hidrocarburos, predominantemente gaseosos, a niveles altos de madurez. Las trampas identificadas hasta el momento son estructurales y las vías preferenciales de migración son las fallas. El proceso de generación – acumulación de hidrocarburos es calificado como poco eficiente.

La **Cuenca del Subandino Norte** de Bolivia se distingue por su bajo grado de exploración. Cubre poco menos de 40,000 km² y en ella se han perforado solamente 9 pozos en los últimos 40 años. Las evidencias de hidrocarburos son manaderos activos, rastros de hidrocarburos durante la perforación y un par de descubrimientos no comerciales recientes. En esta región D. Zubieta encuentra muchas se-

mejanzas con el Subandino Sur de la Cuenca de Tarija. Sus niveles generadores principales pertenecen al Devónico, aunque no se descartan potenciales rocas madre del Carbonífero – Pérmico. El análisis de los valores de madurez térmica de las rocas generadoras y el modelado geológico indicarían un posible diacronismo entre el momento de máxima expulsión y la formación de las trampas.

La **Cuenca de Madre de Dios** es también uno de los sectores con menor exploración en la región andina a pesar de su potencialidad, ya que numerosos pozos han tenido manifestaciones o han ensayado hidrocarburos y se han descubierto dos campos no comerciales. La cuenca, tratada por Alemán y León, podría considerarse una extensión meridional de la Cuenca de Ucayali, de la que está separada por el Arco de Manu. Este rasgo morfoestructural junto al Alto de Madidi constituyen áreas de gran potencial exploratorio, por haber condicionado la sedimentación durante el Paleozoico y Mesozoico y en consecuencia haber dado lugar a trampas estratigráficas. Los análisis geoquímicos de rocas y fluidos indican la existencia de tres secciones generadoras asignadas al Devónico, Carbonífero y Pérmico.

El área del “Gran Camisea” en el Sur de la **Cuenca de Ucayali**, presentada por Disalvo *et al.*, reúne condiciones que la hacen extraordinariamente prolífica para acumulaciones de gas condensado. Rocas madre paleozoicas generaron hidrocarburos livianos que se movilizaron por conductos originados durante la Orogenia Andina y que fueron capturados por trampas anticlinales formadas durante el mismo evento de deformación que dio lugar a esas vías de migración. El buen acople entre estos procesos y el gran volumen de hidrocarburos disponibles para la carga, en asociación con múltiples niveles de reservorio (paleozoicos y cretácicos) de excelente calidad y con sellos muy eficaces, proveyó un alto grado de eficiencia al sistema. La potencial identificación de condiciones análogas a las detectadas en el “Gran Camisea” abriría un panorama de gran expectativa para otras áreas de la Cuenca de Ucayali.

La **Cuenca de Marañón**, según Chalco y Valencia, tiene dos secciones generadoras principales asignadas al Jurásico y al Cretácico Tardío, existiendo correlaciones probadas con petróleos mediante biomarcadores e isótopos. El sistema petrolero Pucará-Cetico tiene preponderancia en el centro-sur de la Cuenca, mientras que el sistema Chonta-Vivian es dominante hacia el noreste. Existen otras rocas madre potenciales de edades paleozoicas y terciarias. Las trampas están representadas por anticlinales de inversión cretácicos-terciarios y, recientemente, se han identificado entrampamientos estratigráficos de edad cretácica en areniscas fluvio-estuarinas y marinas. Es característico el proceso de biodegradación en varias acumulaciones.

La **Cuenca de Oriente** en Ecuador y la **Cuenca de Putumayo** en Colombia, respectivamente tratadas por Mancilla *et al.* y por Rosello *et al.*, son productoras de petróleo y comparten la mayoría de sus patrones de carga y acumulación. Los sistemas petroleros dominantes son cretácicos y poseen rocas madre marinas depositadas en sucesivos ciclos transgresivo-regresivos. Los reservorios principales son areniscas marinas y continentales, que en razón del moderado enterramiento sufrido preservaron excelentes condiciones petrofísicas. Hay notables variaciones en las densidades de los crudos, que se asocian a biodegradación y a variaciones en el ambiente generador. Las trampas son en su mayoría estructurales, asociadas a inversión tectónica generada en varios pulsos a partir del Cretácico Tardío. Trampas estratigráficas y cuerpos ígneos son objetivos exploratorios aún poco desarrollados. Hay evidencias de potenciales rocas madre precretácicas.

En la **Cuenca del Valle Superior del Magdalena** en Colombia, Reyes y Mora identifican, por un lado, las áreas de la cuenca en las que su sistema generador preponderante, la Formación La Luna, cuenta con las mejores cualidades oleogenéticas, y por otro, las posiciones -vinculadas a la zona axial de la mayor parte de los sinclinales- en las que se asume existencia de cocinas efectivamente

Cuadro 1. Características generales de los sistemas petroleros preponderantes de las Cuencas Andinas. La calificación de recursos está basada en criterios de Magoon y Valin, en Magoon y Dow (1994).

CUENCA	SISTEMA GENERADOR PRINCIPAL			RESERVORIO PRINCIPAL	HIDROCARBURO	RECURSOS	
	Unidad	Edad	Ambiente				
SUR	Austral	(Margas Verdes) Inoceramus Inf.	Cretácico	Marino	Springhill	Gas & Petróleo	Grandes
	Malvinas	Cretácico	Cretácico	Marino	Terciario ? Springhill	Petróleo / Gas?	Especulativos
	Golfo San Jorge	Pozo D-129	Cretácico	Lacustre	Grupo Chubut	Petróleo (Biodegradación)	Grandes
	Colorado	Cretácico? Jurásico?	Cretácico? Jurásico?	Marino? Lacustre?	Cretácico?	Petróleo? Gas?	Especulativos
	Neuquina	Agrio Vaca Muerta Los Molles	Cretácico Jurásico	Marino	Troncoso Avilé Tordillo	Gas & Petróleo	Grandes
	Cuyana	Cacheuta	Triásico	Lacustre	Barrancas	Petróleo	Significativos
	Cretácica NOA	Yacoraite	Cretácico	Lacustre	Yacoraite Palmar Largo	Petróleo	Pequeños
CENTRALES	Tarija	Los Monos	Devónico	Marino	Huamampampa	Gas	Grandes
	Subandino Norte	Tomachi Tequeje	Devónico	Marino	Beu - Retama	Gas Petróleo?	Especulativos
	Madre de Dios	Ambo Cabanillas	Carbonífero Devónico	Marino	Beu - Eslabón Retama	Gas Petróleo?	Especulativos
	Sur Ucayali "Gran Camisea"	Ambo (Cabanillas?)	Carbonífero (Devónico)	Marino	Vivian Ene - Noi - Nía	Gas	Grandes
NORTE	Marañón	Chonta Pucará	Cretácico Jurásico	Marino	Vivian Cetico-Chonta	Petróleo (Biodegradación)	Significativos
	Oriente	Napo	Cretácico	Marino	Napo - Tena	Petróleo (Biodegradación)	Grandes
	Putumayo	Villeta	Cretácico	Marino	Villeta Caballos	Petróleo	Pequeños
	Valle Superior del Magdalena	La Luna	Cretácico	Marino	Montserrat Caballos	Petróleo	Significativos
	Maracaibo	La Luna	Cretácico	Marino	Terciario	Petróleo	Gigantes
	Oriental						

generadoras y expulsión de hidrocarburos, con un patrón de migración vertical de corta distancia. Sobre la base de estas evaluaciones, el trabajo propone cálculos de GAE sectorizados para cada zona de generación en un rango entre 0% y 12%, con un valor promedio para toda la cuenca de alrededor del 3%. Adicionalmente sugieren recursos remanentes por descubrir del orden de 1000×10^6 bo.

Las **Cuencas de Maracaibo y Oriental** en Venezuela, desarrolladas por F. Audemard, albergan las mayores reservas y recursos de petróleo de América del Sur. La alta eficiencia de los sistemas petroleros se explica por la existencia de amplios sectores de los márgenes pasivos, principalmente cretácicos, con muy buenas condiciones de preservación de materia orgánica, que fueron progresivamente deformados y enterrados por los sucesivos pulsos del emplazamiento del orógeno caribeño. Si bien en la región occidental hay un buen balance entre potencial generador y acumulaciones existentes, en el sector oriental el volumen generado aún no alcanza para justificar algunas acumulaciones, como el petróleo pesado de la Faja del Orinoco, por lo que no se descarta un hipotético sistema petrolero con rocas madre pre-cretácicas.

El conocimiento de los Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas ha evolucionado considerablemente desde los primeros pasos dados en la década anterior. Esto ha permitido a las compañías operadoras en la región disminuir de manera marcada el rango de incertidumbre en el proceso de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Varias de las cuencas que aquí se presentan tienen una madurez exploratoria moderada a alta, a pesar de lo cual el empleo de nuevas tecnologías y el desarrollo de nuevas ideas, como en las cuencas de Marañón, Austral o Golfo San Jorge, han permitido extender el horizonte de reservas por la aparición de nuevos *plays*. Estos saltos cualitativos sumados al desarrollo de áreas remotas de gran potencial, como el sur de Ucayali, y la exploración de las grandes fronteras, como las cuencas de Malvinas y Colorado en el *offshore* de Argentina o Madre de Dios y Subandino Norte en el norte de Bolivia y sur de Perú, brindan un gran potencial a una región de condiciones operativas singulares.

REFERENCIAS CITADAS

- Chebli, G. A., J. S. Cortiñas, L. Spalletti, L. Legarreta y E. L. Vallejo (Editores), 2005, Frontera Exploratoria de la Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 335 p., Buenos Aires.
- Cruz, C. E., F. Robles, C. A. Sylwan y H. J. Villar, 1999, Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 175-195, Buenos Aires.
- Disalvo, A. y H. J. Villar, 1999, Los sistemas petrolíferos del área oriental de la Cuenca Paleozoica Noroeste, Argentina, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 83-100, Buenos Aires.
- Figari, E. G., E. Strelkov, G. Laffitte, M. S. Cid de la Paz, S. F. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martínez y H. J. Villar, 1999, Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 197-237, Buenos Aires.
- Gómez Omil, R. y A. Boll, 1999, Sistema petrolero de la Cuenca Cretácica del Noroeste Argentino, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 101-126, Buenos Aires.
- Jones, D., D. Kokogian, G. Barzola y A. Ortiz, 1999, Sistemas petroleros de la Cuenca Cuyana, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 127-143, Buenos Aires.
- Kozlowski, E., G. Vergani y A. Boll (Editores), 2005, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 539 p., Buenos Aires.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte y S. A. Minniti, 1999, Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 145-175, Buenos Aires.
- Magoon, L. B. y W. G. Dow (Editores), 1994, The Petroleum System – from Source to Trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 p., Tulsa, Oklahoma.
- Pittion J. L. y H. Arbe, 1999, Sistema petrolero de la Cuenca

- Austral, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 239-250, Buenos Aires.
- Rosso, M. E., 2003, An Exploration Review of the Sub-Andean Basins and the Gas Development as the Future Challenge, Presentación Especial, VIII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Cartagena de Indias, Colombia.
- Schiama, M., G. Hinterwimmer y G. Vergani (Editores), 2002, Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 788 p., Buenos Aires.
- Starck, D., 1999, Los sistemas petroleros de la Cuenca de Tarija, IV Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I, p. 63-82, Buenos Aires.
- Tankard, A., R. Suárez Soruco y H. Welsink (Editores), 1995, Petroleum Basins of South America, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, 792 p., Tulsa, Oklahoma.
- Uliana, M. A., L. Legarreta, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 1999, Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras en las cuencas petrolíferas de Argentina, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 1-61, Buenos Aires.