

REVISIÓN INTEGRADA DE LOS SISTEMAS GENERADORES, ESTILOS DE MIGRACIÓN-ENTRAMPAMIENTO Y VOLUMETRÍA DE HIDROCARBUROS EN LOS DISTRITOS PRODUCTIVOS DE LA CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Leonardo Legarreta¹, Héctor J. Villar², Carlos E. Cruz³, Guillermo A. Laffitte⁴ y Roberto Varadé⁵

¹ Patagonia Exploración, Buenos Aires, Argentina, leolegarreta@custerres.com

² GeoLab Sur S.A., Buenos Aires, Argentina, lqvillar@fibertel.com.ar

³ Pluspetrol S.A., Buenos Aires, Argentina, ccruz@pluspetrol.net

⁴ M&P System, Buenos Aires, Argentina, mpssystem@fibertel.com.ar

⁵ Repsol YPF, Madrid, España, rvaradeb@repsolypf.com

Abstract. Integrated review of the charge systems, the migration drainage and entrapment styles, and the hydrocarbon volumetrics of the productive districts in the Neuquen Basin, Argentina.

Based on geological and geochemical characteristics, the oil and gas fields of the Neuquen Basin are grouped in eight productive districts: Puesto Rojas-El Portón, Llanquanelo, Sierra Negra, Catriel, Estancia Vieja, Huincul, Sur Dorsal and La Lata. The main focus is to visualize the generative systems, the migration drainage and entrapment styles, and to relate the system efficiencies in terms of the EUR identified in each district. Finally, a review of the remaining exploratory potential is discussed oriented to assess areas where new activities could be addressed in order to increase reserves and production.

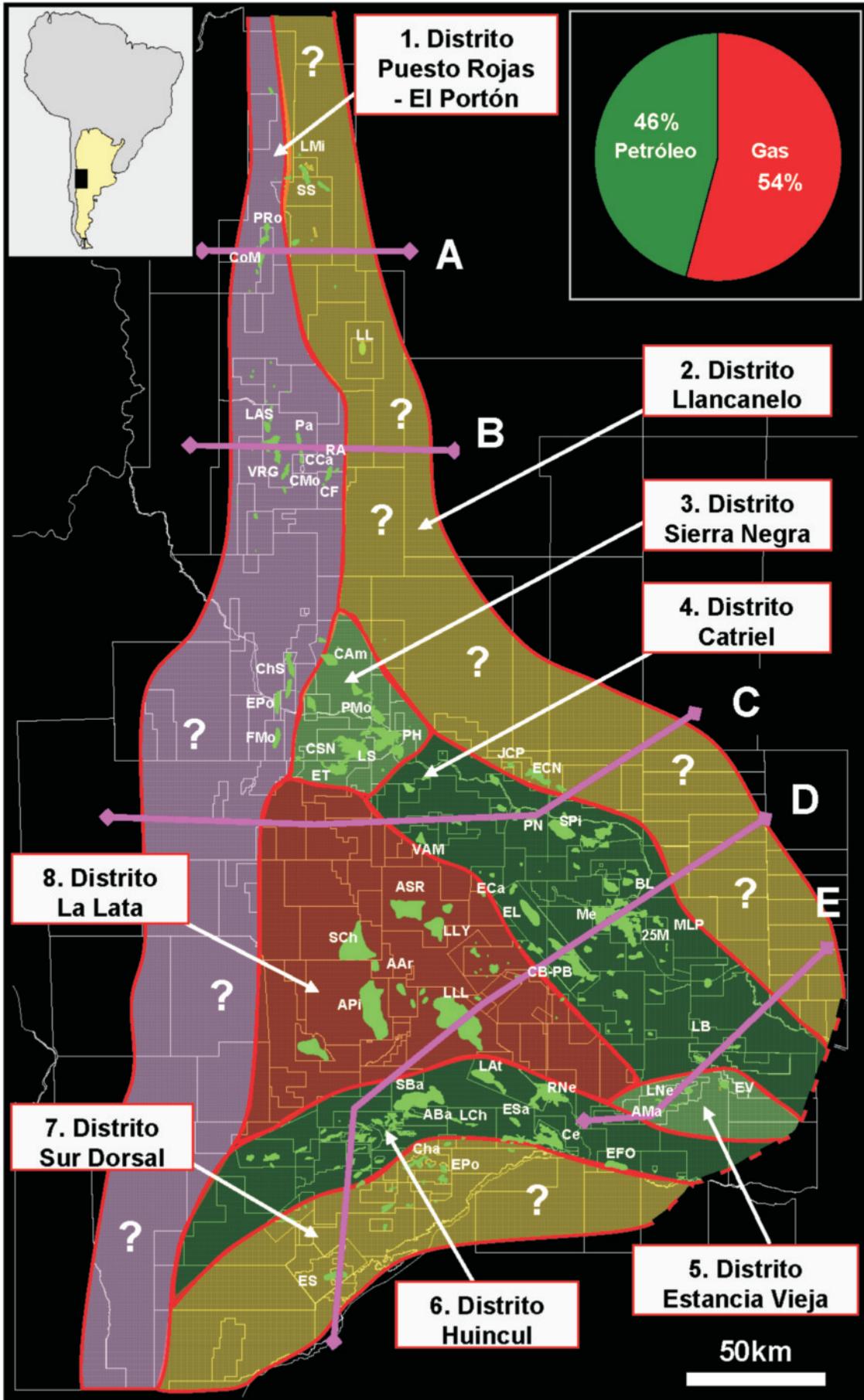
INTRODUCCIÓN

Durante los últimos diez años se han hecho esfuerzos para analizar desde un punto de vista regional las características de los sistemas petroleros de la Cuenca Neuquina. Los resultados han sido presentados desde el año 1999 en distintos ámbitos y, particularmente, en simposios vinculados con los Congresos de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, efectuados en la ciudad de Mar del Plata.

En una primera etapa, se realizó una síntesis sobre la estratigrafía, ambiente de acumulación, características geoquímicas y madurez térmica de las rocas madre e hidrocarburos de la cuenca (Uliana *et al.*, 1999a y 1999b; Legarreta *et al.*, 1999). En una segunda etapa, se analizó la eficiencia de generación y acumulación de hidrocarburos de los sistemas petroleros (Legarreta *et al.*, 2003). Posteriormente, se planteó una evaluación del potencial exploratorio remanente basado en el balance de masas (Legarreta *et al.*, 2004; Legarreta *et al.*, 2005).

En conjunto con numerosas publicaciones que se focalizan en sectores particulares de la cuenca o específicamente en algunos yacimientos, estos trabajos de integración regional proveyeron abundante información en lo que se refiere a rocas generadoras, correlación petróleo-roca madre, grado de evolución térmica, generación, portadores de hidrocarburos (*carriers*), coordinación (*timing*), volúmenes generados, acumulados y preservados y, con cierto nivel de incertidumbre, recursos potenciales remanentes. Con el objeto de analizar también los sistemas petroleros, otros simposios desarrollados en el marco del mismo tipo de congresos han presentado excelentes compilaciones de las rocas reservorios de petróleo y gas (Schiuma *et al.*, 2002) y de las trampas que dieron lugar a las principales acumulaciones de la cuenca (Kozlowski *et al.*, 2005).

En esta oportunidad, se pondrá énfasis en aspectos vinculados con los estilos del drenaje de la migración y del entrampamiento (Demaison y Huizinga, 1991), intentando visualizar regionalmente la



conexión entre *pods* generadores y acumulaciones de hidrocarburos preservados con valor económico (yacimientos).

Para los fines de este trabajo, las acumulaciones que muestran ciertas similitudes en cuanto a cocinas generadoras, migración, reservorios y trampas son identificadas informalmente como **Distritos Productivos** (Figura 1), basándose en información disponible cuya densidad y calidad puede variar significativamente entre distritos.

En la Cuenca Neuquina se han comprobado hasta la fecha acumulaciones que alcanzan en total 4.9×10^9 bo y alrededor de 32×10^{12} cfg, que puede expresarse también como 10.6×10^9 boe. Los hidrocarburos descubiertos indican que un 46% corresponde a petróleo y un 54% a gas y su distribución responde a la evolución de las diferentes cocinas dentro de la cuenca. Los valores de EUR para las acumulaciones de petróleo y gas varían mayormente acorde al tamaño de las trampas y características de los reservorios involucrados. Entre aquellas que tienen valor económico, predominan en número los yacimientos que contienen entre 1.2 y 25×10^6 boe (Figura 2); no obstante, cuando se analiza a nivel de los diferentes distritos productivos (Figura 3), se advierten grandes variaciones que son el resultado de las distintas condiciones geológicas que gobiernan las acumulaciones y, en algunos casos, muy posiblemente consecuencia de un menor nivel de exploración.

Geología del Petróleo: conocimiento e incertidumbres

Para poder analizar los aspectos concernientes a la migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos, es necesario analizar en conjunto numerosas variables, fundamentalmente las vinculadas a la comprensión y visualización, de la manera más ajustada posible, de la distribución lateral y superposición de las rocas generadoras, las rocas reservorio y las rocas sello. En este sentido, muchos trabajos han analizado la evolución paleogeográfica desde el Triásico Tardío hasta el Terciario Temprano de la cuenca (Legarreta y Gulisano, 1989; Legarreta y Uliana, 1991; Legarreta *et al.*, 1993; Legarreta y Uliana, 1996) y, con gran detalle, también fueron analizados los principales reservorios (Schiuma *et al.*, 2002). Otro aspecto crucial es contar con un buen conocimiento del tiempo de generación-expulsión de los hidrocarburos a partir de las diferentes rocas madre y la localización de los *pods* generadores y tipos de hidrocarburos (Uliana y Legarreta, 1993; Villar *et al.*, 1993; Villar y Talukdar, 1994; Urien y Zambrano, 1994; Arregui *et al.*, 1996; Cruz *et al.*, 1996; Gulisano *et al.*, 1996; Fernández Seveso *et al.*, 1996; Cruz *et al.*, 1998; Legarreta *et al.*, 1999; Veiga *et al.*, 2001; Cruz *et al.*, 2002; Veiga *et al.*, 2002; Pángaro *et al.*, 2004; Villar *et al.*, 2005), tema cubierto de manera no uniforme en toda la cuenca e inclusive, con limitados datos en varios sectores. Finalmente, todos estos aspectos vinculados con las fuentes de los hidrocarburos, sus reservorios y los sellos que impiden su dispersión deben ser rigurosamente evaluados a lo largo de la evolución de la configuración estructural de la cubierta sedimentaria. Desde este punto de vista, hay un variado y parcial conocimiento de los diferentes ámbitos estructurales de la cuenca; no obstante, sí se ha podido reunir excelente información sobre el estado estructural actual que controla la acumulación de los principales yacimientos (Kozlowski *et al.*, 2005).

Figura 1. Mapa de la Cuenca Neuquina con distribución de los Distritos Productivos y áreas de las concesiones. Se muestra también la participación relativa de gas y petróleo (%) en los yacimientos de toda la cuenca. Cortes geológicos A y B en la Figura 4; C, D y E en la Figura 5. Yacimientos citados en el texto: 25M: 25 de Mayo-Medanito, AAM: Anticlinal Auca Mahuida, AAr: Aguada de la Arena, ABa: Aguada Baguales, Ama: Anticlinal de María, APi: Aguada Pichana, ASR: Aguada San Roque, BL: Barranca de los Loros, Ca: Catriel, CAm: Cañadón Amarillo, CCa: Cajón de los Caballos, Ce: Centenario, CF: Cerro Fortunoso, CMo: Cajón de Molina, ChB: Charco Bayo, ChS: Chihuido de la Salina, CoM: Cerro Mollar, CoN: Corcobo Norte, ECa: El Caracol, EFO: Estación Fernández Oro, EL: Entre Lomas, EP: El Portón, EPO: El Porvenir, ESa: El Salitral, ES: El Sauce, EV: Estancia Vieja, FM: Filo Morado, JCP: Jagüel Casa de Piedra, LAS: Loma Alta Sur, LAT: Lindero Atravesado, LB: Las Bases, LCh: Las Chivas, LLL: Loma La Lata, LMi: Loma de la Mina, LNe: Loma Negra, LS: Lomita Sur, Me: Medanito, MLP: Medanito La Pampa, Pa: Pampa Palauco, PB: Piedras Blancas, PH: Puesto Hernández, PMo: Puesto Molina, PN: Piedras Negras, PRo: Puesto Rojas, RA: Rincón Amarillo, RN: Río Neuquén, SBa: Sierra Barrosa, SP: Señal Picada, SS: Sosneado y VRG: Valle del Río Grande.

Un déficit notable del conocimiento de los sistemas petroleros de la cuenca es el de la evolución de su configuración estructural, particularmente durante aquellas fases en las que se produjo la generación, expulsión y migración de los hidrocarburos. En este estado del conocimiento de dominio público, la carencia de mapas estructurales regionales que integren las diferentes cocinas con los campos más alejados, situados en la periferia de la cuenca, hace imposible efectuar en forma fehaciente un análisis estricto de las vías de migración.

Dado este conjunto de variables, el estudio riguroso de la migración es complejo y su entendimiento profundo está lejano como para precisar su grado de influencia dentro de los distintos sistemas petroleros, en particular cuando se evalúan áreas geológicamente diferentes. Si bien hasta la fecha se han dado a conocer algunos trabajos donde se analiza detalladamente el problema de la migración utilizando modelados 2D con interesantes conclusiones (Veiga *et al.*, 2001; Veiga, 2002; Veiga *et al.*, 2002), los mismos se vinculan con áreas acotadas. Sobre este marco deficitario del conocimiento a nivel de cuenca, se proponen en este trabajo patrones conceptuales que describan satisfactoriamente los grandes estilos de drenaje y entrampamiento dominantes por distrito y su vinculación con las distintas cocinas de los cuatro sistemas generadores comprobados (Legarreta *et al.*, 1999).

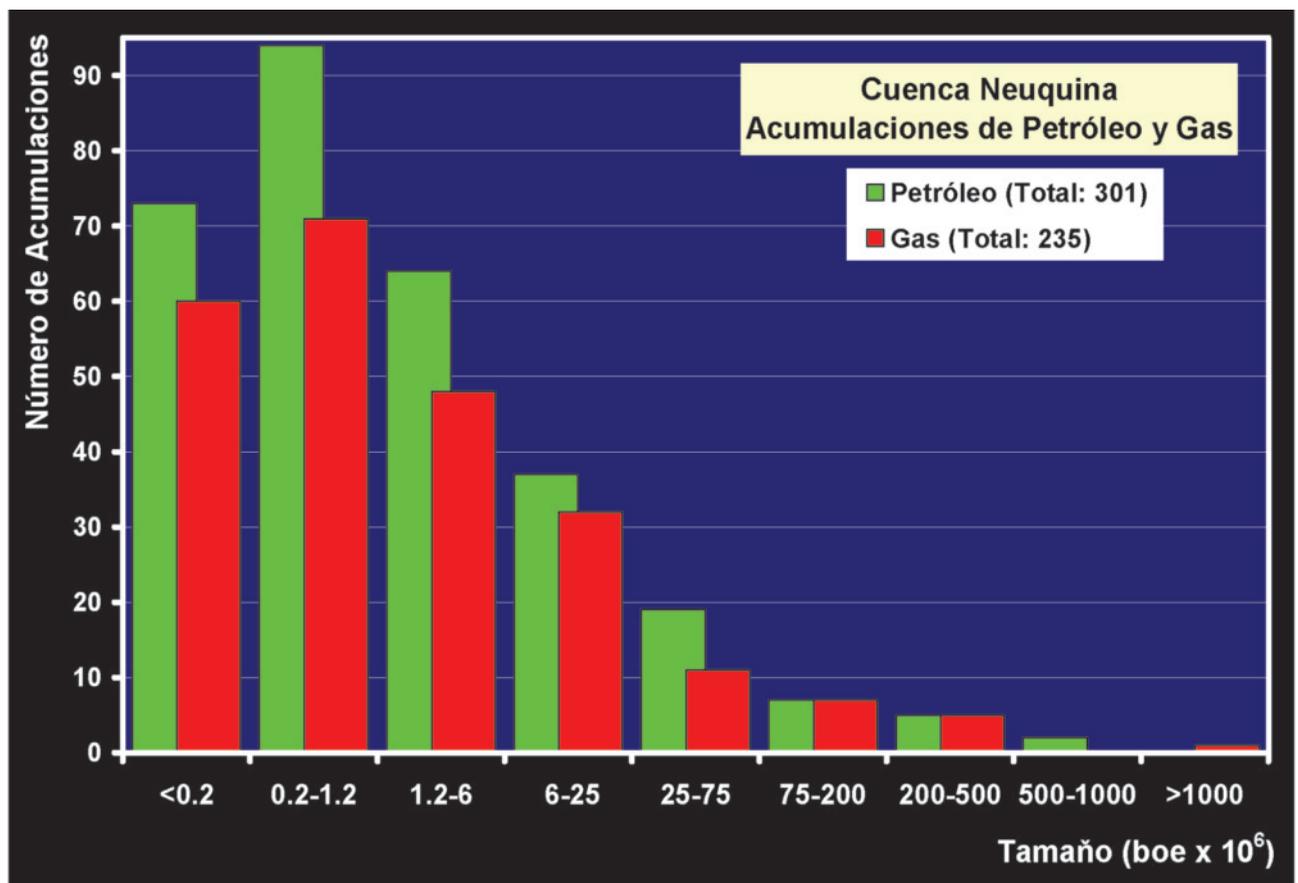


Figura 2. Distribución de tamaños de los campos de petróleo y gas existentes en todo el ámbito de la cuenca.

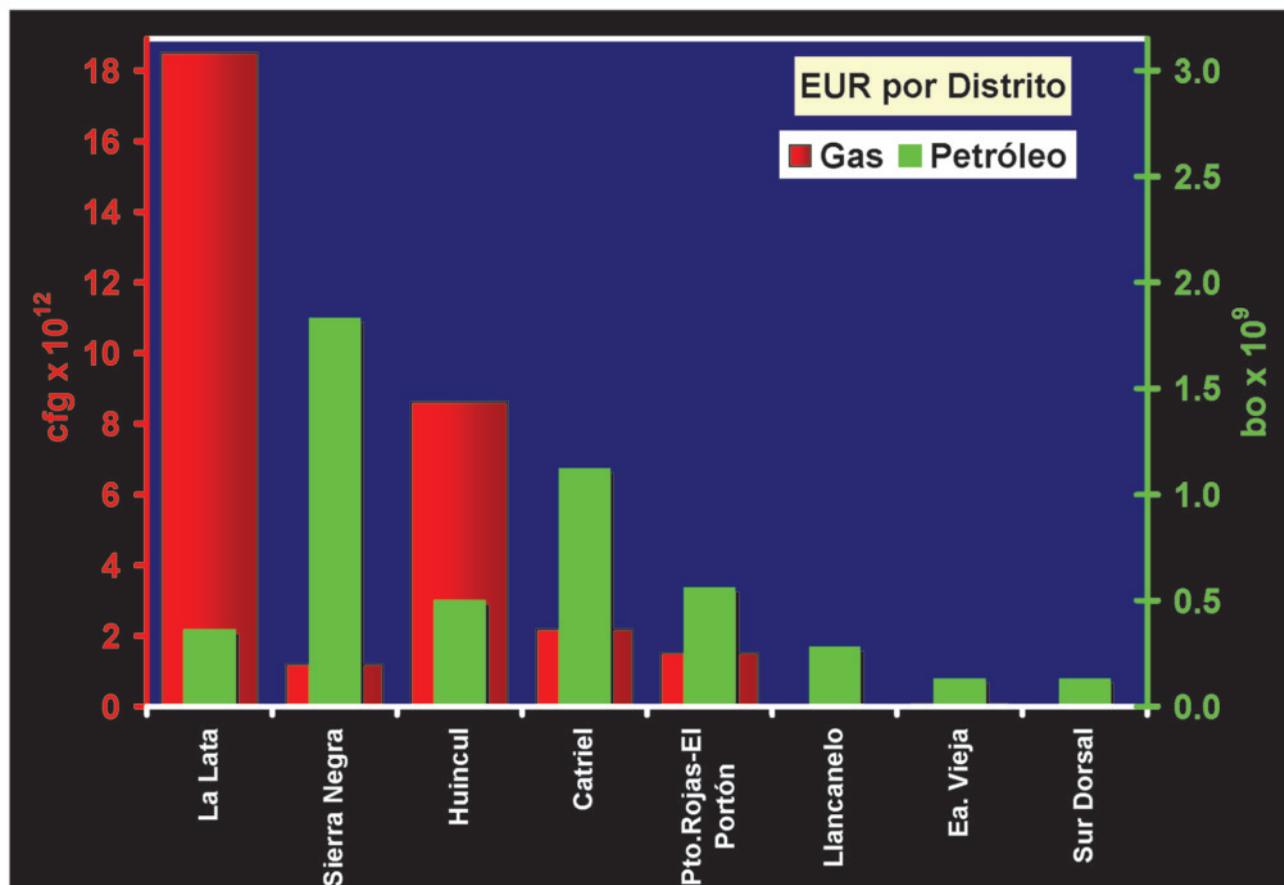


Figura 3. Volúmenes totales de petróleo y gas (EUR) de los yacimientos de cada Distrito.

DISTRITOS PRODUCTIVOS

Con el fin de analizar el hábitat de los hidrocarburos, se han reunido los campos productivos en diferentes distritos que tienen, en forma muy generalizada, elementos geológicos y petroleros similares o razonablemente comparables, más allá de posibles aspectos peculiares que serán resaltados oportunamente. Los autores reconocen que algunos de los distritos muestran ciertas variaciones a nivel regional que permitirían subdividirlos; sin embargo, dada la cantidad de información disponible se considera que por el momento es innecesario.

Cada distrito está ligado genéticamente a una o más rocas generadoras. Para el detalle de tipo de querógeno de cada una de ellas, sus particularidades organofaciales y sus patrones de madurez térmica, se remite a Legarreta *et al.* (1999); para la tipificación del sistema de carga en términos de potencialidad generadora expresada como *SPI* (*Source Potential Index*; Demaison y Huizinga, 1991) se remite a Villar *et al.* (1998). Las cocinas generativas de estas rocas madre han cargado las diversas trampas a través de ciertos intervalos estratigráficos y/o elementos estructurales que funcionaron como *carriers* de los hidrocarburos, actuantes vertical y/o lateralmente, ya sea en corta o larga distancia. Como resultado del *timing* apropiado, es decir, de la coordinación entre la presencia de roca madre, generación, migración, trampa, reservorio, sello y preservación, ha tenido lugar el desarrollo de las acumulaciones comerciales de petróleo y/o gas. La eficiencia de este proceso coordinado de eventos ofrece variaciones importantes en las distintas localidades pero, de manera general, los bajos valores de la tasa de eficiencia de generación vs. acumulación (*GAE: generation-accumulation efficiency*) calculados (Legarreta *et al.*, 2005), son indicadores de que la mayor parte de los hidrocarburos generados en la cuenca no se han acumulado o se han destruido. Se considera que una gran parte

de ellos muy posiblemente permanecen dentro, o en la vecindad, de las rocas generadoras. No obstante, no se descarta que la evaluación de áreas poco o nada exploradas o la aplicación de nuevas tecnologías, podría modificar favorablemente los valores de GAE, a partir del descubrimiento e incorporación de nuevas acumulaciones.

1. Distrito Puesto Rojas – El Portón

Es una faja alargada norte-sur que contiene lo que se conoce como Faja Plegada, siendo su límite oriental la posición del *leading edge* (Figura 1). Sus características estructurales pueden visualizarse en forma generalizada en los cortes estructurales de las figuras 4 y 5, basados en publicaciones de Legarreta *et al.* (1999) y Giampaoli *et al.* (2005).

En la porción norte de este distrito las rocas generadoras son las formaciones Vaca Muerta y Agrío. Si bien las lutitas negras del Jurásico Inferior a Medio de la Fm. Tres Esquinas, en parte equivalente a Los Molles, se hallan bien desarrolladas, no se han podido documentar hasta la fecha hidrocarburos generados y acumulados en ninguno de los yacimientos existentes en esta zona. Minoritariamente se conocen acumulaciones cuya generación proviene de sedimentos no marinos de hemigrábenes del Pre-Cuyano.

Tanto Agrío como Vaca Muerta alcanzan de manera generalizada la ventana de petróleo, con rangos de madurez térmica marginal a moderada, ocasionalmente tardía (Figura 6). Este patrón de madurez acompaña la existencia de petróleos negros en las zonas productivas (con los yacimientos del Área Valle del Río Grande y Cerro Fortunoso como los de mayor importancia), originados en fases tempranas a medias de generación, luego de migraciones posiblemente de desplazamientos cortos y laterales, alojándose en niveles de Chachao fracturado en el tren de Puesto Rojas-Cerro Mollar (Figura 4, corte A), en intrusivos mayoritarios del Grupo Mendoza y en areniscas del Grupo Neuquén, tal como se conoce en la zona del Valle del Río Grande (Figura 4, corte B). Los intrusivos que afectaron las secciones generadoras es posible que hayan aumentado la conversión a petróleo en zonas específicas, donde el halo térmico es de dimensiones significativas (ver un análogo de este tipo de sistema en Rodríguez *et al.*, 2007).

Los petróleos portan la clásica impronta de origen marino-anóxica (querógeno tipo II), con influencia carbonática significativa y variable y contenidos en azufre regulares a altos. Sus densidades API cubren un amplio espectro en el rango 15-35°, en parte debido a procesos de biodegradación que disminuyeron la calidad de los fluidos (por ejemplo Loma Alta Sur). El *GOR* (*gas oil ratio*) del sector es relativamente bajo, como consecuencia del limitado avance de maduración regional de las cocinas generadoras. Ambas rocas madre han sido también activas en el ámbito de la Faja Plegada interna, donde la existencia de petróleos específicamente vinculados a una cocina de Agrío bien desarrollada ha sido comprobada para fluidos recuperados del pozo Pehuenche (Cruz *et al.*, 1998).

La presencia de rocas generadoras del Cuyano en afloramientos característicos del área no ha podido aún ser genéticamente vinculada con acumulaciones significativas en el subsuelo, a pesar de haberse encontrado petróleo liviano de coloración verdosa en el interior de concreciones expuestas en afloramientos de lutitas generadoras del Jurásico Temprano (Fm. Tres Esquinas, parcialmente coetánea con la Fm. Los Molles) en la zona de Poti Malal en el Sur de Mendoza. En el área Palauco, en los campos de Palauco, Cajón de Los Caballos, Cajón de Molina (conocido como eje estructural de Palauco) y, más al Este, el tren estructural de Rincón Amarillo (Figura 4, corte B), se registra presencia de petróleos lacustres pesados a intermedios (API 15-30°), con fuerte tendencia a la biodegradación, alojados en reservorios de Chachao y Pre-Cuyo luego de una corta migración vertical.

Hacia el Sur, la madurez térmica sigue una tendencia de aumento generalizado que acompaña el espesamiento de ambas unidades generadoras en una posición más profunda en la cuenca. Para las zonas de Chihuido de la Salina-El Portón-Filo Morado (Figura 5, corte C), tanto Agrio como Vaca Muerta se encuentran en fase generativa y ambas contribuyen a los petróleos del área, con niveles de madurez comparativamente más desarrollados que los de la porción norte ("Malargüe") del distrito. En el extremo austral de este sector, se registra una conspicua presencia de gas vinculado a este aumento de la maduración regional. Los petróleos involucrados son mayoritariamente intermedios-livianos y están entrampados en niveles de reservorios clásticos de Troncoso, Avilé y, en el caso de Mulichinco, de tipo fracturado. A diferencia de lo documentado en la parte norte, los fluidos han tenido una buena historia de preservación, habiendo sido afectados sólo ocasionalmente por procesos menores de alteración.

La discriminación genética Agrio versus Vaca Muerta es, como en la mayoría de las áreas de la cuenca donde conviven ambas rocas madre maduras, una materia controvertida y debe resolverse puntualmente para cada acumulación evaluada, ponderando no sólo el dato geoquímico sino también los condicionamientos geológicos (*timing*, grado de maduración, vías de migración, trampas disponibles, nivel de reservorio). Ejemplos de asignaciones específicas de origen a sendas rocas generadoras pueden revisarse en Cruz *et al.* (1996; 1998) para los pozos Chapúa Este y El Vatro en la Faja Plegada, hacia el Oeste de las principales acumulaciones del área. Las acumulaciones de gas y condensado, relativamente importantes en algunos yacimientos, son atribuibles a generación en la Fm. Vaca Muerta.

Dentro de la faja norte-sur donde se desarrolla este distrito, las trampas son estructurales y ocasionalmente combinadas (Selva *et al.*, 2005; Giampaoli *et al.*, 2005) con cambios importantes en la sucesión estratigráfica y el estilo estructural. Sin embargo, en la mayor parte de su extensión occidental se da un factor común que es la eliminación del sello superior regional integrado por las evaporitas de las formaciones Huitrín y Rayoso, como resultado de la deformación y ascenso de la faja plegada (Kozlowski *et al.*, 1997). Donde se han preservado estas evaporitas, han sido descubiertas acumulaciones comerciales (Puesto Rojas y Cerro Mollar).

Tanto para estas acumulaciones como para las del tren de Palauco, ambas asociadas a diferentes rocas generadoras, la migración está dominada por un sistema de drenaje vertical corto. La alternancia de reservorios fracturados (calizas de Chachao y filones capa intrusivos de edad Terciario) dentro del Grupo Mendoza, así como los niveles clásticos del Mb. Avilé y Mb. Troncoso, que producen más al Sur a lo largo del *leading edge* de la faja plegada, dan lugar a entrampamientos de alta impedancia, solo destruidos donde la faja plegada fue ascendida y fuertemente erosionado su sello regional. No se descarta que la red de intrusivos desarrollados dentro del Grupo Mendoza pueda haberse comportado también como un *carrier* que favoreció cierto drenaje lateral desde cocinas ubicadas más al Oeste de los yacimientos productores del Valle del Río Grande. Las acumulaciones desarrolladas dentro del Grupo Neuquén en el Valle del Río Grande y la del yacimiento del Cerro Fortunoso pueden vincularse a la ruptura del sello regional (Fm. Huitrín) dando lugar a la fuga de los hidrocarburos hacia los niveles clásticos de aquella unidad.

Desde este punto de vista se pueden explicar índices de generación-acumulación (GAE) muy bajos (Legarreta *et al.*, 2005). Si bien es posible que en el futuro puedan encontrarse acumulaciones de importancia, se estima que este índice no mejorará sustancialmente.

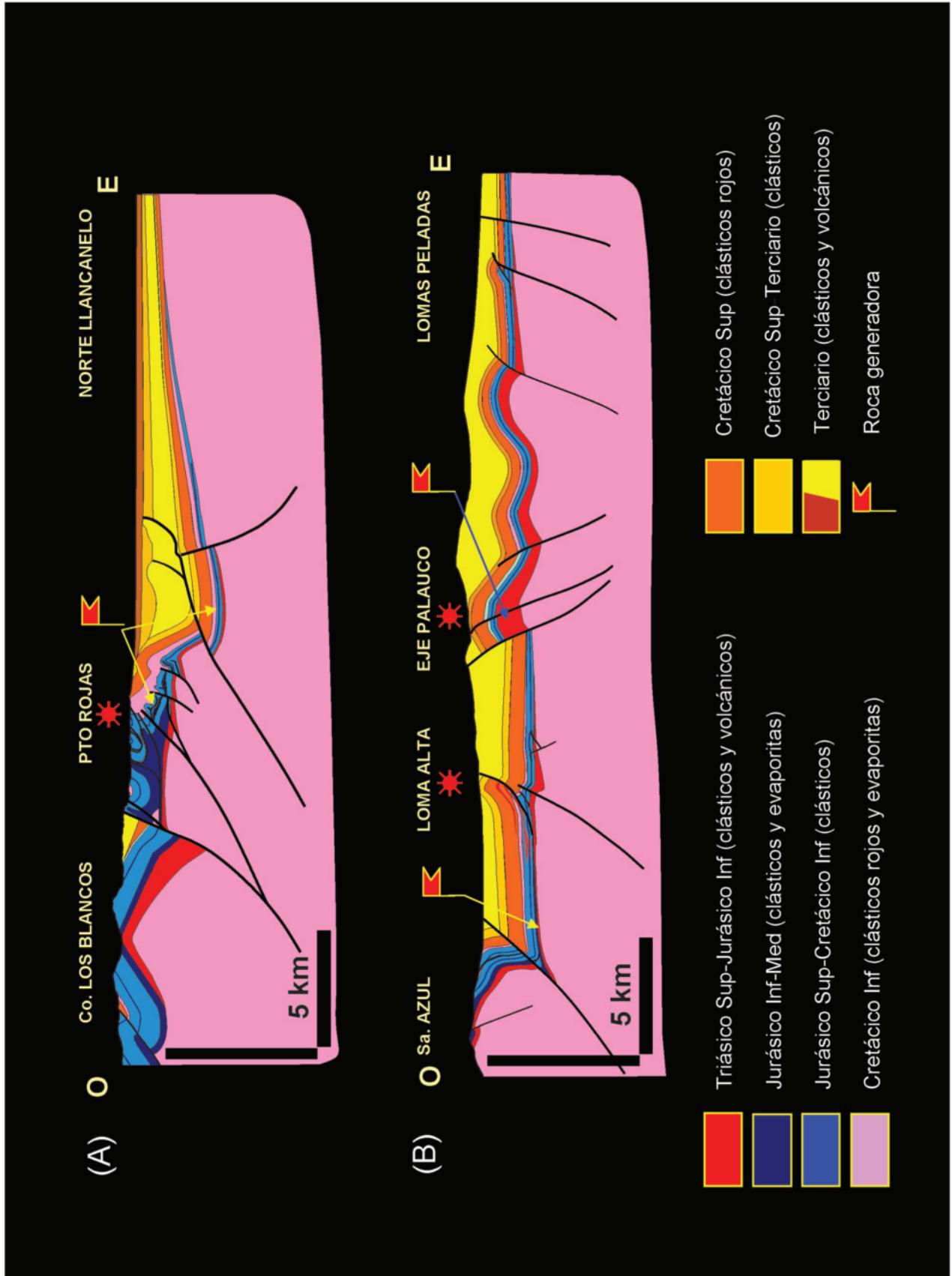


Figura 4. Cortes estructurales para la zona surmendocina de la cuenca (tomados de Giampaoli et al., 2005).

La porción meridional de este distrito, al Sur de Filo Morado, está desarrollada totalmente dentro de la Provincia de Neuquén (figuras 1 y 5, corte C) y no cuenta con acumulaciones de valor comercial. Por un lado, los niveles generadores de Vaca Muerta han alcanzado altos grados de evolución térmica en línea con las posiciones más profundas de soterramiento de la cuenca (Figura 4), forzando una conversión a hidrocarburos temprana (Cruz *et al.*, 2002; Legarreta *et al.*, 2005), inclusive antes de la depositación del Grupo Neuquén (94 Ma), seguida de un desarrollo intenso de la cocina con la depositación del Grupo Malargüe (80 Ma) y un agotamiento para el inicio del Neógeno (25 Ma). Se asume que los hidrocarburos generados asociados a este proceso se perdieron por ruptura del entrapamiento y/o sufrieron una degradación térmica severa. Si bien la evolución geológica del área no resulta favorable para la preservación de hidrocarburos, no se descarta que puedan existir acumulaciones de gas en niveles más profundos. Aún así, la presencia de dióxido de carbono es otro factor desalentador de esta zona. El destino del sistema generador Los Molles ha sido aún más dramático en cuanto a su falta de *timing* para entrapar y preservar hidrocarburos.

En posiciones bien al Sur, el régimen térmico ha sido significativamente más benigno (Legarreta *et al.*, 2005); sin embargo, Vaca Muerta pierde sus cualidades de roca madre invalidando la presencia de este sistema como generador efectivo. Se destaca, alternativamente, la buena organofacies y madurez térmica adecuada de las pelitas de Los Molles, características que las posicionan como roca madre hipotética para la faja sur del distrito.

Respecto de los modelados de la historia de los hidrocarburos en el ámbito de la Provincia de Mendoza, la escasa información disponible permite interpretar para al Valle del Río Grande que las unidades generadoras Vaca Muerta y Agrio habrían ingresado en la zona de petróleo en el lapso Campaniano-Maastrichtiano. En el Norte de Neuquén y Sur de Mendoza la Fm. Vaca Muerta inicia la generación hacia fines del Cretácico alcanzando al presente los primeros estadios de zona de gas, mientras que la base del Miembro Agrio Inferior alcanza la ventana de petróleo en el Cretácico Tardío y permanece en la misma hasta la actualidad. Hacia el Sur de este distrito, el importante aumento de los espesores sedimentarios “envejece” la edad de generación produciendo una fuerte descoordinación con la edad de las trampas, contribuyendo al escaso éxito exploratorio de la región. De acuerdo a resultados preliminares de modelados en el sector de Pampa Palauco, la base del “Precuyo” ingresaría a la ventana de petróleo en el Campaniano-Maastrichtiano, encontrándose al presente entre el inicio de dicha ventana hacia el tope de la unidad y una madurez cercana a 0.8 de Ro% en la base.

Hasta la fecha se han detectado más de 65 acumulaciones de hidrocarburos que alcanzan un valor EUR cercano a 556×10^6 bo y 1.5×10^{12} cfg. Los campos de Chihuido de la Salina, El Portón y Filo Morado, localizados en el frente de deformación de la Faja Andina contienen más del 60% de ese volumen (figuras 3 y 7). Siguen en importancia una docena de campos que producen, en la zona de Malargüe, de intrusivos terciarios alojados dentro de intervalos generadores (formaciones Vaca Muerta y Agrio), o bien de calizas fracturadas, mayormente de la Fm. Chachao. Estas acumulaciones oscilan entre 5 y 40×10^6 bo y una participación variable de gas de hasta 70×10^9 cfg. Dentro de los reservorios clásticos de Grupo Neuquén se destacan las acumulaciones de Cerro Fortunoso, con más de 56×10^6 bo y de Loma Alta Sur (mayor a 15×10^6 bo). El resto de las acumulaciones tienen menos de 1×10^6 bo y, en pocos casos, hasta 20×10^9 cfg.

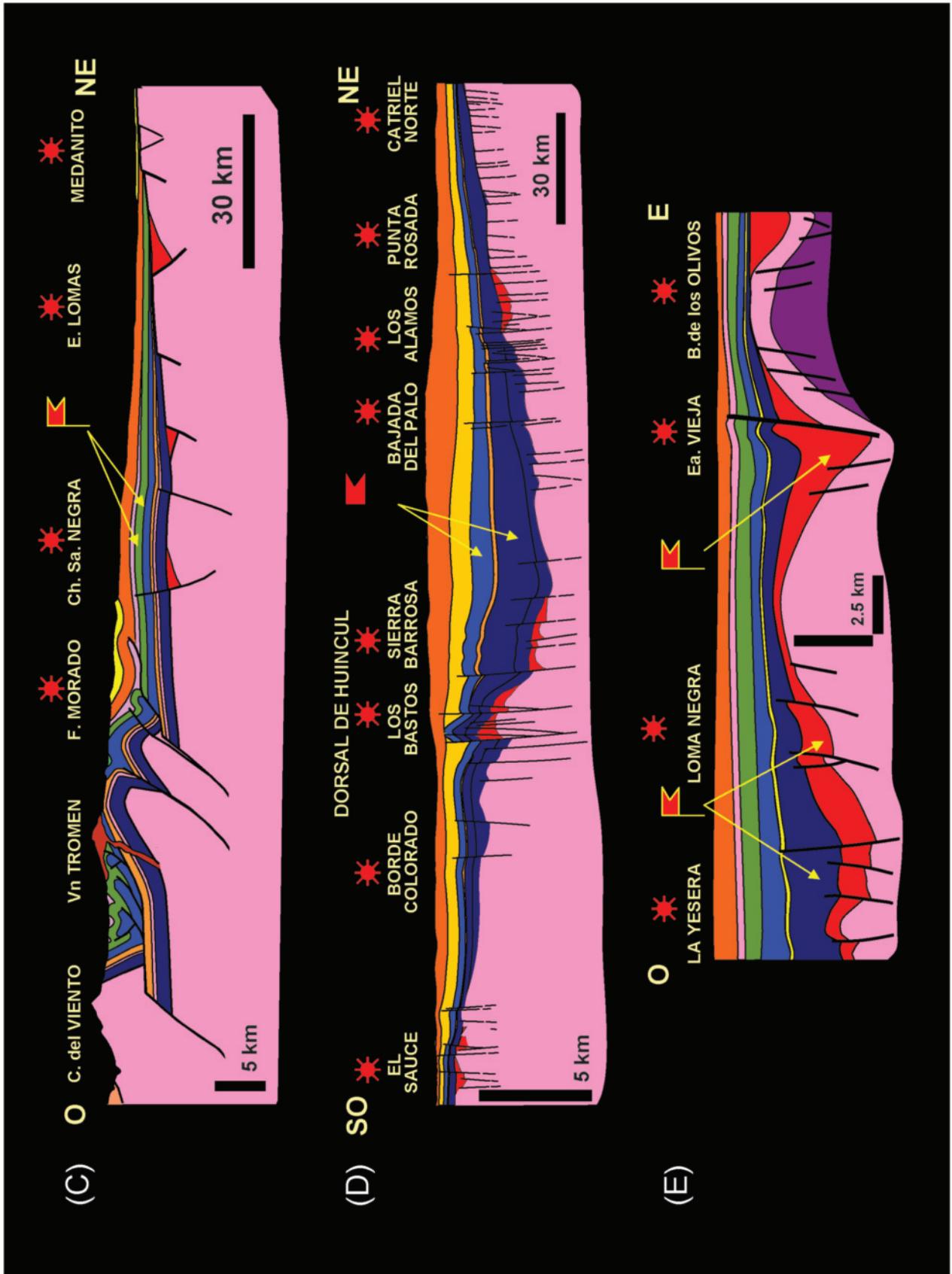


Figura 5. Cortes estructurales de la cuenca para la zona del Neuquén, La Pampa y Río Negro (tomados de Legarreta et al., 1999; Limeres et al., 2005).

2. Distrito Llancanelo

Este sector, relativamente angosto y muy alargado, se extiende a lo largo del flanco nor-oriental de la cuenca (Figura 1) y, según el conocimiento actual del subsuelo, se caracteriza por su escasa o nula deformación compresiva (figuras 4 y 5). Al igual que en el área Puesto Rojas-El Portón, los petróleos acumulados en este distrito se han originado en intervalos generadores del Grupo Mendoza, con participación dominada fuertemente por Vaca Muerta, no contándose con información para cuantificar el posible aporte de Agrio. Tampoco se ha documentado la presencia de fluidos de origen no marino.

Las acumulaciones representativas del sector norte son El Sosneado, Atuel Norte y, principalmente, Llancanelo. Los fluidos (rango API: 10-35°) presentan, como característica generalizada, alteración por procesos de biodegradación de variada intensidad. Los reservorios más prolíficos se localizan en el Grupo Neuquén y las trampas son de tipo estructural (Giampaoli *et al.*, 2005), remitiendo a un estilo de baja impedancia. La ausencia de intervalos madre de hidrocarburos en las áreas de yacimientos por desaparición de la organofacies generadora, o por su ocasional presencia exigua y térmicamente inmadura, obliga a reconocer un estilo de drenaje esencialmente lateral desde posiciones de cocina al Oeste de las acumulaciones.

En el caso particular del yacimiento Llancanelo, la distancia de migración desde el *pod* de Vaca Muerta es del orden de 50 km. El petróleo se presenta como de madurez temprana-media, es decir, expulsado de la roca madre en fase “pre-pico de generación”. Entrampado en reservorios someros, quedó expuesto a una alteración biológica intensa que disminuyó su proporción de hidrocarburos saturados, elevando los componentes NSO y asfaltenos. La combinación de ambos factores, adquisición de una maduración térmica limitada en el proceso de generación y expulsión, seguido de la alteración en el reservorio, produjo petróleos viscosos y pesados (valores API alrededor de 10°), con dificultades de producción que disminuyen su valor económico. Las acumulaciones de gas del área, tanto para El Sosneado como para Llancanelo, son insignificantes, lo cual es consistente con la baja maduración térmica general de las secciones generadoras.

La segunda gran acumulación del distrito está representada en los campos de El Corcobo Norte - Jagüel Casa de Piedra. Estos petróleos, producidos mayormente de los reservorios de la Fm. Centenario (Petro Andina Resources, 2008), también son pesados y han sufrido procesos de biodegradación significativos (Rojas, 2008), inclusive de mayor intensidad que los reconocidos en Llancanelo. A diferencia de estos últimos y de aquellos de El Sosneado, los petróleos aunque también migrados lateralmente (distancias del orden de decenas de kilómetros), se han formado en posiciones de cocina con madurez térmica de amplio desarrollo al Suroeste de la acumulación. Se puede asumir que primariamente fueron petróleos maduros y livianos con origen en lutitas de centro de cuenca del Grupo Mendoza y que migraron verticalmente por fallas hasta niveles clásticos de Centenario y luego experimentaron un drenaje lateral a lo largo de Rayoso y Grupo Neuquén hasta alcanzar las trampas estructurales donde fueron afectados por biodegradación. En las proximidades de los yacimientos no se ha constatado la presencia de facies con potencialidad de generación de hidrocarburos.

Hacia el Norte y Noroeste de las acumulaciones de El Corcobo Norte – Jagüel Casa de Piedra, en dirección a la zona de Malargüe dentro del gran distrito denominado Llancanelo, no se documentan acumulaciones de importancia. A la altura de Puesto Hernández, hacia borde de cuenca, los registros de hidrocarburos son ocasionales. Esta zona no contiene secciones generadoras efectivas, ya sea por falta de facies adecuada y/o muy limitada madurez térmica. Por lo tanto, la eventual presencia de hidrocarburos también implica migraciones laterales más o menos importantes (por ejemplo, la acumulación de Pampa Verde). Para explicar este aparente déficit, se puede invocar la ausencia de *carriers* con buenas características petrofísicas y/o la presencia de sellos regionales que impidan la

movilización de hidrocarburos hacia estas áreas de plataforma. Sin embargo, como alternativa no se puede descartar que exista dispersión y pérdida de hidrocarburos por ausencia de sellos eficientes. La presencia de extensas coladas basálticas en superficie ha desfavorecido una exploración sistemática.

La característica de bajo potencial y/o inmadurez térmica de los intervalos generadores del sector debido a su posición marginal, o bien su no depositación en el caso de hemigrábenes con facies de lutitas lacustres, impone que la carga de las trampas se haya realizado a través de migraciones horizontales medianas a largas posiblemente desde facies maduras en la plataforma, con un estilo de entrapamiento de baja impedancia. Los abundantes rastros e impregnaciones para distintos niveles parecen favorecer esta última posibilidad. La edad de la migración estaría asociada a los tiempos de maduración de las rocas generadoras de las cocinas emplazadas en los distritos vecinos (Sierra Negra, Pto. Rojas-El Portón y Catriel). El modelado térmico para esas zonas indica que la generación comenzó en tiempos del Cretácico Tardío.

Los datos aportados por los escasos pozos perforados en la zona y la existencia de manaderos de petróleo en el Suroeste de la Provincia de La Pampa, muestran un comportamiento similar a otras fajas marginales de las cuencas subandinas de América del Sur. Dado este marco geológico, no se descarta la posible existencia de otras acumulaciones de petróleo, seguramente biodegradado y pesado. Es factible que parte del gran volumen de los hidrocarburos que hoy en día se dan por perdidos en el balance de masa (Legarreta *et al.*, 2005) puedan estar alojado en esta faja luego de una migración lateral larga (Cruz *et al.*, 2002).

Dentro de esta extensa faja del antepaís periandino (Figura 1), salvo la actividad desarrollada recientemente en el Sur de Mendoza y Oeste de La Pampa, la exploración ha sido escasa e intermitente, por lo que cualquier análisis geológico y/o estadístico sobre reservas que se intente hacer, adolece del mismo problema de carencia de información.

El 90% del EUR estimado en 274×10^6 bo se encuentra en dos acumulaciones, Llancanelo (no desarrollado) y el grupo de yacimientos de la zona de El Corcobo. Loma de la Mina y El Sosneado completan la lista de lo que se conoce hasta hoy como yacimientos que superan los 10×10^6 bo. El resto de los descubrimientos, salvo que se intensifique la exploración y el desarrollo de reservas, no superan el millón de barriles (figuras 3 y 7).

3. Distrito Sierra Negra

Este distrito está situado en una posición muy particular de la cuenca (figuras 1 y 5, corte C). De manera general, las cocinas que alimentan de hidrocarburos las acumulaciones de El Trapial – Chihuido de la Sierra Negra – Puesto Hernández remiten a las lutitas de Agrio en fase temprana-media de generación de petróleo y de Vaca Muerta en fase (temprana)-media a avanzada de petróleo en transición a gas y condensado. En mayor detalle, se considera que en El Trapial los petróleos de los reservorios Avilé y Troncoso habrían sido generados principalmente por la Formación Agrio, mientras que la Formación Vaca Muerta cargaría niveles profundos de Mulichinco con petróleos livianos, gas y condensado (Gulisano *et al.*, 2001). Esta consideración se hace extensible a Chihuido de la Sierra Negra, con niveles de madurez levemente más moderados. Hacia el Este-Noreste de estas posiciones (Puesto Hernández), las secciones generadoras involucran a Vaca Muerta en fase temprana a moderada de maduración y a Agrio en fase marginal a temprana (Figura 6). Estas áreas de transición implican la existencia de petróleos mezcla.

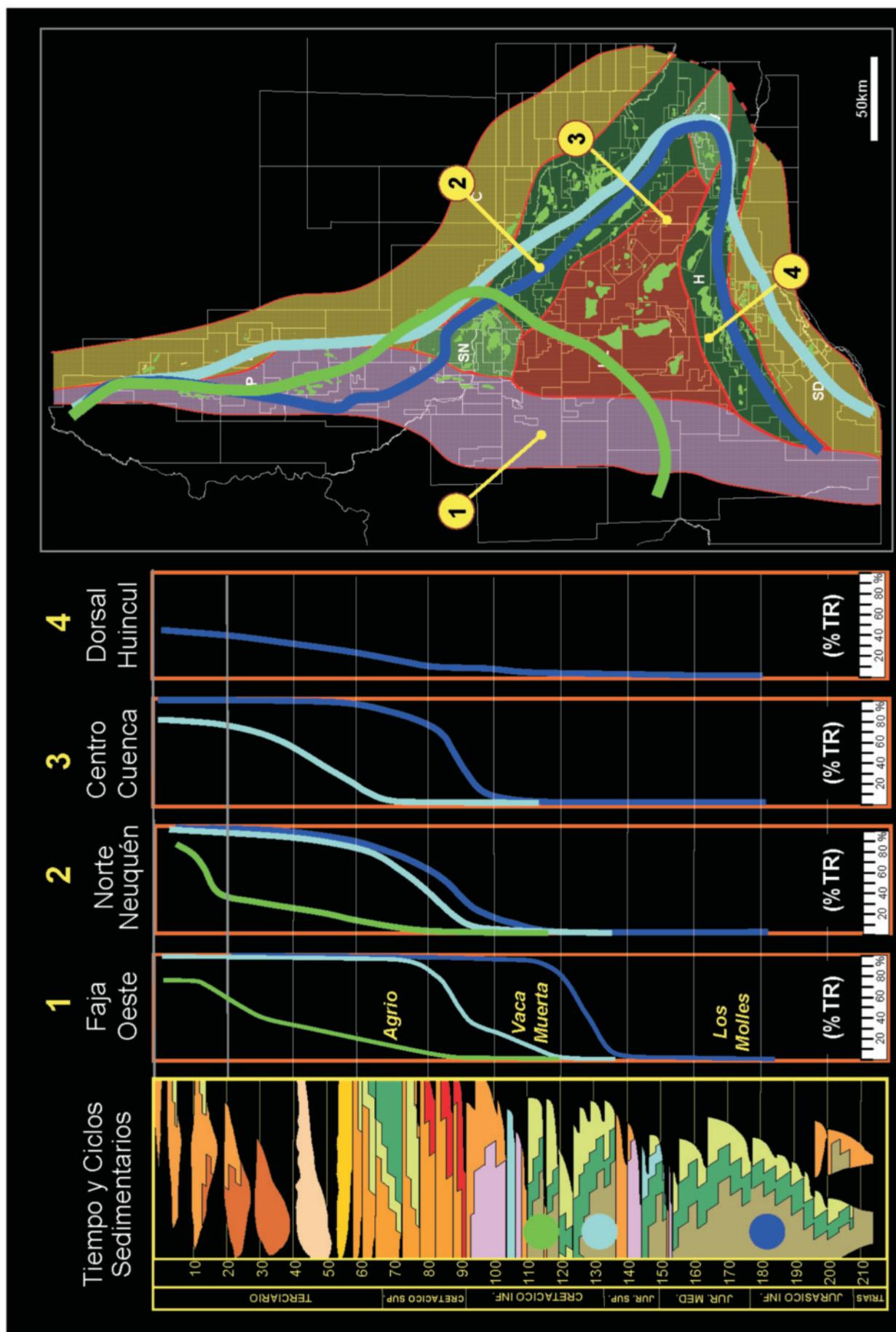


Figura 6. Carta de *onlap* (esquemática), con curvas de evolución de la tasa de transformación (TR%) en el tiempo para cada sector de la cuenca. A la derecha, mapa con distritos indicando los límites de acumulación para las diferentes rocas generadoras (azul: Los Molles; celeste: Vaca Muerta; verde claro: Agrio; tomado de Legarreta et al., 2003; 2005).

Los petróleos acumulados en estas áreas barren un amplio rango de densidades API generalizable en aproximadamente 20-40°. Su preservación general es buena en niveles de reservorios relativamente profundos. Sin embargo, los hidrocarburos acumulados en niveles de Rayoso presentan biodegradación, con efectos que desmejoran la calidad del petróleo, proceso que se intensifica en los reservorios más someros del sector Este, tal como ocurre en Puesto Hernández (Marteau y de la Cruz Olmos, 2005).

Hacia el sector nororiental de este distrito (desde Cañadón Amarillo a Puesto Molina), las acumulaciones reconocen una impronta geoquímica vinculable a Vaca Muerta con más participación carbonática, diferenciada de la signatura más lutítica de los grandes yacimientos del Suroeste. La madurez térmica de estos hidrocarburos es apenas moderada, acompañando el nivel alcanzado por la roca madre en el área e indicando escaso desplazamiento lateral del petróleo respecto de la cocina.

Los principales reservorios del distrito están constituidos por las areniscas de Troncoso y Avilé, con sellos regionales provistos por la sección lutítica basal de Agrio Superior y por el evento evaporítico de Huitrín de amplia distribución. Otros niveles que hospedan hidrocarburos están integrados por los clásticos continentales de la Fm. Rayoso, paquetes arenosos marino someros desarrollados en la parte alta del Mb. Agrio Superior y acumulaciones menores dentro de cuerpos ígneos terciarios. Los sellos locales para el resto de los reservorios incluyen lutitas intraformacionales y evaporitas. Las trampas consisten de cierres estructurales con un fuerte componente estratigráfico, dado por los cambios laterales de facies de los principales reservorios clásticos. En la zona de Chihuido de la Sierra Negra-El Trapial, la estructura anticlinal buzante hacia el Sur (Valenzuela y Comeron, 2005) fue modificada a su actual configuración debido a la intrusión de cuerpos ígneos terciarios (lacolitos y filones capa) dentro de niveles estratigráficos más profundos (Vaca Muerta y Quintuco). Además de la modificación de la estructura, se produjo un conjunto de fracturas extensionales, junto con la inyección de diques ígneos que generaron un complejo sistema de compartimientos.

La Fm. Los Molles presente en el área habría iniciado la generación de hidrocarburos durante el Cretácico Temprano y desde el Oligoceno se encuentra en ventana de gas seco. No obstante, no se ha comprobado la presencia de hidrocarburos vinculados con este sistema. Para la Fm. Vaca Muerta los resultados del modelado muestran que esta unidad ingresa en ventana de generación durante el Cretácico Tardío (Coniaciano), alcanza el pico de generación a fines del Oligoceno, mientras que en la actualidad presenta una madurez transicional entre pico de generación e inicio de la ventana de gas húmedo y condensado. Finalmente, el Mb. Inferior de la Fm. Agrio habría iniciado la generación de petróleo al principio del Terciario, en tanto que en la actualidad presenta una madurez alrededor de 0.7-0.8 de Ro%. Estos procesos se hacen progresivamente más jóvenes en dirección WSW-ENE, acompañando la disminución de espesor de la roca de sobrecarga.

La alta impedancia vertical y lateral, donde se asocian buenos reservorios intercalados entre lutitas generadoras ("Arenisca Avilé"), o cubiertos por evaporitas ("Arenisca" Troncoso Inferior), más la cercanía de cocinas que involucran tres intervalos generadores (Vaca Muerta, Agrio Inferior y Agrio Superior), favorecieron el desarrollo de estas grandes acumulaciones vinculadas a una migración vertical eficiente y, secundariamente, migración lateral corta.

Alrededor de 28 campos han sido reunidos dentro de este distrito sumando un EUR de 1828×10^6 bo y 1.1×10^{12} cfg (figuras 3 y 7). Más del 95% de este volumen está alojado en los reservorios de los yacimientos de Puesto Hernández, Chihuido de la Sierra Negra, El Trapial y Lomita Sur. Desde un punto de vista regional, todos ellos podrían ser considerados prácticamente un mismo campo que contiene múltiples reservorios, afectados a su vez, por presencia de compartimientos. Unas seis acumulaciones tienen un EUR de 1 a 35×10^6 bo y el resto no supera el millón de barriles.

4. Distrito Catriel

Este sector de orientación NO-SE (Figura 1), muy rico en campos de petróleo y gas, se interpone entre la ubicación de la principal cocina del Engolfamiento, aquí denominada Distrito La Lata, y la poco explorada faja nororiental del Distrito Llancanelo (Figura 6). Los hidrocarburos producidos en el Distrito Catriel se concentran fundamentalmente en los reservorios Sierras Blancas y Loma Montosa, dominados por petróleos medio-livianos y por petróleos intermedios-pesados, respectivamente. En el extremo occidental también participan rocas ígneas intrusivas de edad Terciario (Vottero *et al.*, 2005). Los yacimientos característicos de este distrito son 25 de Mayo-Medanito, Catriel, Señal Picada, en ámbitos de plataforma, y Entre Lomas, en posiciones hacia la cuenca (Figura 5, cortes C y D). La identidad genética de la mayor parte de los petróleos del área se vincula con la Fm. Vaca Muerta; secundariamente, la Fm Los Molles ha aportado también a distintas acumulaciones. La descripción de los lineamientos generales del sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas en el área puede encontrarse en Di Lena *et al.* (1989), Villar *et al.* (1993), Villar y Talukdar (1994), Arregui *et al.* (1996), Cruz *et al.* (2002) y Villar *et al.* (2005); los del sistema petrolero vinculado a la Fm. Los Molles ha sido recientemente documentado por Mosquera *et al.* (en prensa).

De acuerdo con los resultados de modelado de la cocinas generadoras que cargaron este distrito, el rico intervalo orgánico de la base de la Fm. Los Molles en el margen interno de este distrito ingresa a la ventana de generación de petróleo en el Hauteriviano y sale de dicha zona de madurez hacia el fin de la depositación de Gr. Neuquén, para entrar en la ventana de gas seco en el Eoceno Tardío. La Fm. Vaca Muerta comienza a generar en el Cretácico Superior, habiendo alcanzado y superado en la actualidad el pico de generación de petróleo.

El estilo de drenaje es lateral para la carga del reservorio principal Sierras Blancas (Cruz *et al.*, 2002), como ocurre por ejemplo en el eje de Charco Bayo - Caracol (Arregui *et al.*, 2005), a partir de la cocina Vaca Muerta desarrollada en posiciones profundas de cuenca hacia el Oeste (Figura 5, cortes C y D). El petróleo tiene una impronta geoquímica controlada por la organofacies lutítica de centro de cuenca de Vaca Muerta, con un amplio espectro de madurez térmica desde media a avanzada, que refleja el extendido rango de captura de los hidrocarburos generados asociada al área de drenaje. Las distancias de migración a través del *carrier* Sierras Blancas infrayacente son largas, del orden de decenas de kilómetros. La alta impedancia del sistema está controlada por el propio sello regional provisto por Vaca Muerta y por trampas mayormente estructurales, a veces combinadas (De la Cruz Olmo y Somerfeld, 2005) y, ocasionalmente, estratigráficas puras. Los hidrocarburos entrampados en Sierras Blancas han sido beneficiados por un alto grado de confinamiento a profundidades generales de reservorio de más de 1500 m y no han sufrido alteraciones (biodegradación, fraccionamiento evaporativo, etc.) significativas que disminuyan su calidad.

La carga de Loma Montosa remite a un patrón mixto de migración. Ello se vincula, por un lado, a movilizaciones laterales SW-NE más o menos extensas para alimentar niveles reservorio en la plataforma, posición donde Vaca Muerta está ausente o no tiene entidad generadora (facies, inmadurez térmica). Por otro lado, movilizaciones verticales desde secciones superiores de Vaca Muerta que han alcanzado estadios tempranos a medios de transformación a hidrocarburos, en un gradiente de madurez térmica que se desarrolla desde etapas tempranas a medias en el área. Los petróleos involucrados son térmicamente menos maduros que los entrampados en Sierras Blancas para la misma posición, reflejando las diferencias de las áreas de captura y drenaje. Además, la impronta geoquímica de estos petróleos está influida de manera creciente por la facies orgánica marcadamente más carbonática, tanto a nivel composicional como molecular, de Vaca Muerta hacia la plataforma. En un contexto de impedancia relativamente baja, los hidrocarburos acumulados en Loma

Montosa se han dispersado en distintos reservorios más jóvenes como es el caso de la Fm. Centenario, a profundidades medias a someras, con grados de preservación moderados a pobres, existiendo numerosas acumulaciones afectadas por distintas intensidades de biodegradación. Como consecuencia de niveles de madurez térmica no muy avanzados y de los eventuales procesos de biodegradación, existen en el área registros de petróleos medio-pesados, especialmente en reservorios someros hacia el borde de cuenca. Los hidrocarburos gaseosos y condensados asociados a ambas configuraciones de drenaje pueden ser relativamente abundantes para ciertas posiciones en 25 de Mayo-Medanito, Barranca de los Loros o Piedras Negras, aunque de manera general, el GOR regional se considera bajo.

La existencia de hidrocarburos no aportados por la Fm. Vaca Muerta en el distrito fue propuesta por Arregui *et al.* (1996) en Entre Lomas y, más recientemente, estudiada en detalle en la zona de Agua Salada (Mosquera *et al.*, en prensa), donde se constatan fluidos (petróleos/condensados/gas) genéticamente vinculados con el Grupo Cuyo y entrampados en reservorios pre-Sierras Blancas. La presencia de gas generado en la Fm. Los Molles fue planteada por Rodríguez *et al.* (2008), en línea con lo anticipado por Cruz *et al.* (2002). Por otro lado, la identificación de hidrocarburos con falta de correlación geoquímica con facies orgánicas conocidas de Vaca Muerta acumulados en distintos niveles de Loma Montosa en El Medanito y otras áreas apunta también a la posibilidad de una fuente cuyana (Mosquera *et al.*, op. cit.). Por el momento, la localización del *pod* generador de este sistema, su *timing* y patrón de migración son interrogantes de difícil respuesta.

Los hidrocarburos que migraron hasta esta zona desde la cocina situada en el eje del Engolfamiento, una vez que lograron el llenado de las trampas existentes, continuaron pendiente arriba hacia los sectores de borde de cuenca. No obstante, una parte de ellos migró verticalmente a lo largo de fracturas extensionales dando lugar al desarrollo de acumulaciones menores dentro de niveles arenosos de la Fm. Centenario que, individualmente pueden no ser de valor comercial.

Más de 50 yacimientos han sido identificados dentro de este distrito, los cuales totalizan un EUR cercano a 1120×10^6 bo y 2.17×10^{12} cfg (1500×10^6 boe). Sin embargo, los campos de Medanito-25 de Mayo, Charco Bayo-Piedras Blancas y Señal Picada en conjunto alojan casi el 70% de los hidrocarburos de este sector productivo de la cuenca (figuras 3 y 7). Le siguen en importancia un grupo de 10 yacimientos que oscilan entre 80 y 10×10^6 bo y desde 200 a 10×10^9 cfg, y otro conjunto de 20 campos que superan un EUR de 1×10^6 bo. El resto de las acumulaciones contiene un volumen de petróleo menor y/o se trata de yacimientos mayormente gasíferos, tal el caso de El Medanito La Pampa, Piedras Negras y Las Bases.

Hacia el Noroeste del distrito, la cantidad y volumen de las acumulaciones descubiertas parecieran indicar una menor eficiencia del sistema, tal vez debido a *carriers* no tan bien desarrollados en espesor y calidad como los presentes hacia el este. Al mismo tiempo, la información disponible indica existencia de trampas de menor tamaño, interpretándose que posiblemente los hidrocarburos pudieran haber migrado hacia el Norte, más allá del límite de este sector. Solamente Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida contienen un EUR que se diferencia del resto de las acumulaciones que muestran ser pequeñas.

5. Distrito Estancia Vieja

Bajo este nombre generalizado, el distrito incluye, por un lado, a los sistemas generadores del Pre-Cuyo (reservorios Pre-Cuyo y Punta Rosada) desarrollados en dos hemigrábenes con importante relleno de sedimentos no marinos (Limeres *et al.*, 2005), localizados en las áreas Estancia Vieja y Loma Negra (figuras 1 y 5; corte E). Ambos hemigrábenes actúan como sistemas de hidrocarburos totalmente independientes, tanto en lo relacionado a sus facies generadoras como sus procesos de madura-

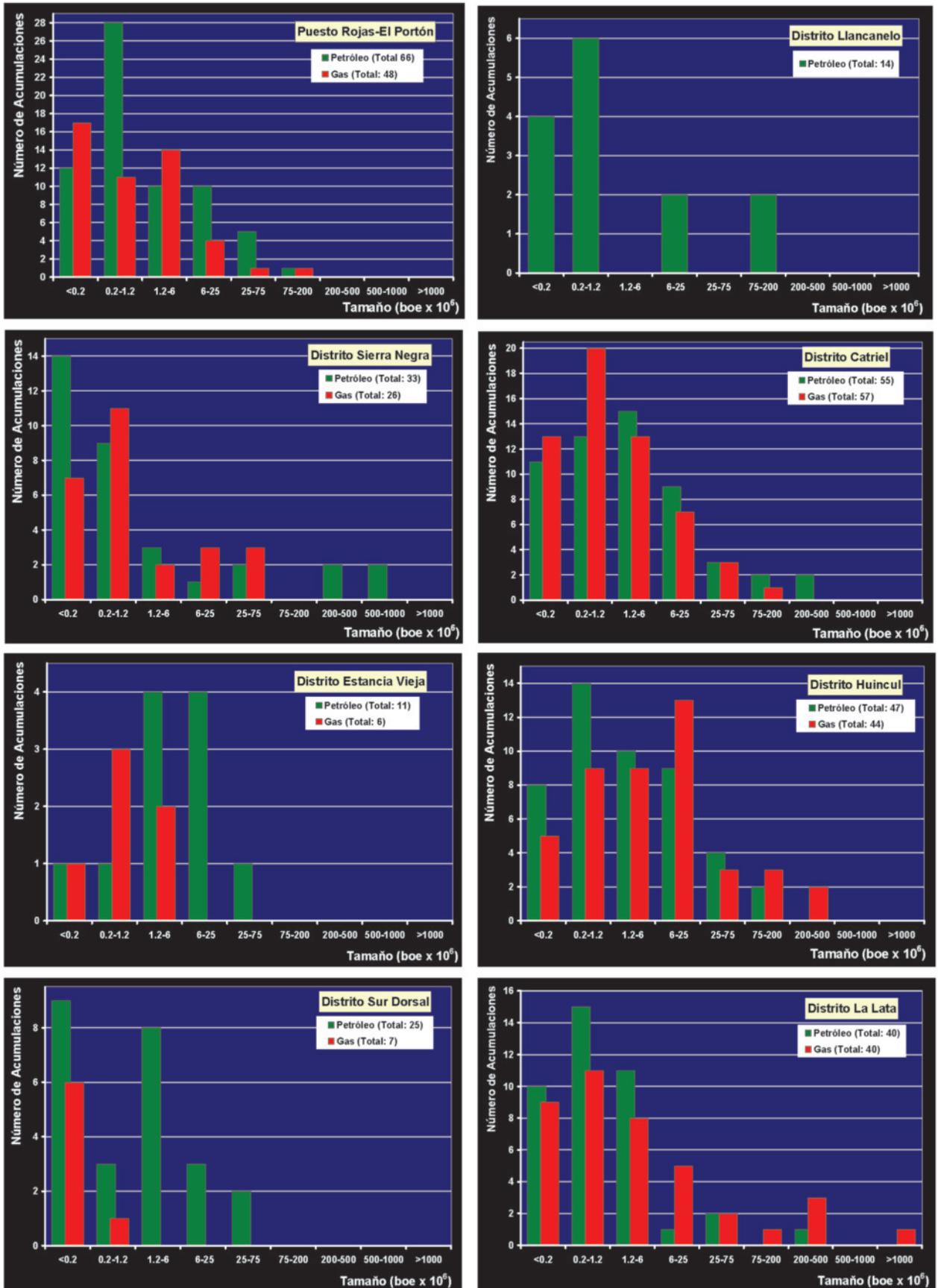


Figura 7. Gráficos de distribución de tamaños de las acumulaciones de gas y petróleo para cada uno de los distritos productivos.

ción y expulsión de fluidos. Los patrones geoquímicos de ambos han sido recientemente descritos y comparados por Villar *et al.* (2005). Por otro lado, se incluye también al sistema generador Los Molles que carga los reservorios Lajas-Punta Rosada en el área Loma Negra.

El sistema petrolero no marino en Loma Negra involucra petróleos alojados mayormente en reservorios de conglomerados y areniscas del mismo Pre-Cuyo asociados con trampas estructurales y combinadas. Su origen se vincula con depósitos querogénicos lacustres de agua dulce a ocasionalmente salobre. Se trata de petróleos poco migrados que, aunque generados a profundidades significativas del orden de 3000-4000 m, portan niveles de madurez térmica limitados, controlada por el flujo térmico particularmente bajo del área. Desde el punto de vista composicional, son altamente parafínicos, con frecuencia enriquecidos en componente ceroso, pobres en azufre y con densidades API intermedias de 25-35° pero con altas viscosidades (sin biodegradación). La presencia de hidrocarburos gaseosos vinculados al sistema es prácticamente nula. Los grandes espesores del intervalo generador (Fm. Puesto Kauffman - "Precuyo") superiores a los 2000 m y una historia térmica moderada, se ven reflejados en la gran diferencia de edad de ingreso a la ventana de petróleo entre base y techo del intervalo citado, la que se extiende entre el Albiano y el Mioceno, llegando en la actualidad a superar levemente al valor de 0.8 de Ro% en su base. Las acumulaciones de petróleo liviano en reservorios más jóvenes (Lajas y Punta Rosada) remiten a generación en los niveles típicamente marinos de Los Molles de una cocina vecina (Distrito Huincul). A su vez, los petróleos del sistema limitados específicamente al área Estancia Vieja (Zumberge, 1993) son intermedios a livianos y tienen origen en un sistema lacustre de alta salinidad y fuerte participación carbonática, diferenciándose claramente de los petróleos de Loma Negra. Sus niveles de maduración térmica son variables, cubriendo un amplio espectro que va desde estadios tempranos a tardíos de generación. Se alojan, luego de migración vertical acotada, principalmente en la Fm. Punta Rosada. En el distrito también se reconocen petróleos alojados en el reservorio Sierras Blancas pero su origen se vincula con la Fm. Vaca Muerta.

Las trampas son de tipo anticlinal originadas por inversión tectónica del hemigraben. Los fluidos están bien preservados, sin efectos significativos de alteración. Para los hidrocarburos generados en facies lacustres y acumulados en los hemigrábenes, se interpreta un tipo de drenaje de migración corto y vertical y un estilo de entrapamiento de alta impedancia, que podría haber favorecido una buena eficiencia del sistema generación/acumulación (GAE). De todas formas, el hecho de que gran parte de los hidrocarburos generados sean altamente parafínico-cerosos, particularmente en el hemigraben más occidental, hace que el factor de recuperación sea bajo. Una migración vertical de estos hidrocarburos y de aquellos generados en la Fm. Los Molles hacia niveles estratigráficos más altos, pudo haber permitido la fuga o dispersión dentro de secciones arenosas, carentes de sellos continuos y en una zona poco o nada estructurada.

Los campos ubicados dentro de este distrito suman un EUR de 150×10^6 bo y unos 60×10^9 cfg (figuras 3 y 7). Las acumulaciones más importantes son los yacimientos Loma Negra y Anticlinal de María, vinculadas a una migración lateral desde una cocina de Los Molles situada hacia el Oeste y a mayor profundidad. En contrapartida, los hidrocarburos generados en los hemigrábenes del Triásico Tardío-Jurásico Temprano, si bien tuvieron una migración vertical muy corta dentro de un contexto de alta impedancia, su participación apenas supera el 10% del EUR de este distrito. El volumen de gas acumulado es de proporciones insignificantes.

6. Distrito Huincul

Esta zona contiene las acumulaciones comprendidas en el ámbito de la "Dorsal de Huincul" (Figura 1), la cual muestra gran complejidad estructural (Figura 5, corte D) y estratigráfica debido a

una prolongada actividad tectónica sinsedimentaria. Los campos, de variadas dimensiones (Figura 7), involucran a los sistemas generadores Los Molles y Vaca Muerta, con hidrocarburos concentrados esencialmente en el reservorio Lajas.

Las trampas asociadas se relacionan con fallas compresivas sobre la zona de la Dorsal, siendo un rasgo muy frecuente la presencia de fracturas extensionales que dan lugar a la compartimentación de las acumulaciones (Pángaro *et al.*, 2005) o incluso generan entrampamientos arealmente más restringidos. Existe también componente estratigráfico en el entrampamiento, debido al acuñamiento de algunas unidades sobre el flanco de estructuras que se desarrollaron simultáneamente con la sedimentación y, en otros casos, originados por truncamientos de los reservorios. Las areniscas de Lajas, Challacó/Punta Rosada, Lotena y Tordillo constituyen los principales reservorios. Los conglomerados y areniscas del Mb. Cutralcó (Fm. Los Molles) y las rocas volcánicas del Pre-Cuyano proveen reservorios de segunda importancia para la acumulación de hidrocarburos del área, principalmente gas. Algunos niveles clásticos y otros calcáreos de la Fm. Quintuco así como las areniscas de la Fm. Centenario, alojan petróleo y gas en trampas bastante compartimentadas, que sin embargo localmente pueden cobrar importancia.

El patrón del sistema generador Los Molles en el área ha sido abundantemente documentado por Cruz *et al.* (1999 y 2002) y más recientemente por Villar *et al.* (2005). Básicamente, involucra un querógeno mixto, marino-terrestre, categorizable como II/III depositado en ambientes subóxicos a moderadamente reductores, con potencialidad sesgada hacia la generación de hidrocarburos livianos y gas; su parte inferior registra habitualmente tramos enriquecidos en materia orgánica amorfa lipídica con el consiguiente aumento del carácter petrolífero. En el área restringida de la Dorsal de Huincul, el querógeno de las pelitas de Los Molles ha alcanzado, en términos generales, el nivel de maduración térmica necesario para su conversión a petróleo. Una aproximación zonificada más exhaustiva permite identificar un amplio espectro de madurez y tipo de hidrocarburos vinculados con la alternancia de altos y depocentros expuestos a distintos regímenes térmicos (Figura 6). La movilización de estos hidrocarburos hacia la trampa es predominantemente vertical (Cruz *et al.*, 2002), a través de sistemas de fallas que conectan las cocinas generadoras con las estructuras. El desplazamiento lateral de mediana a larga distancia, aunque no queda excluido, se ve limitado por la baja calidad petrofísica de los *carriers* del sistema. Ejemplos de este tipo de acumulaciones son las identificadas sobre la Dorsal de Huincul en Anticlinal Campamento, El Salitral, Centenario, Las Chivas, Puesto Touquet, Río Neuquén y Estación Fernández Oro.

El sistema generador de Vaca Muerta que carga las acumulaciones de este distrito, responde a un querógeno II típico (fuerte componente marino algal, contribución continental mínima a nula, y condiciones anóxicas de depositación), incluyendo variaciones de subfacies entre cuencal (más arcillosa) y de plataforma (más carbonática), distribuidas desde el flanco norte de la Dorsal de Huincul hacia centro de cuenca. De hecho, las pelitas de Vaca Muerta sobre la misma Dorsal, sino fueron erosionadas, están térmicamente inmaduras a marginalmente maduras para generación substancial de cualquier tipo de hidrocarburos. En este marco, los hidrocarburos movilizados desde la cocina generadora hacia las estructuras de la Dorsal remiten a una amplia área de drenaje caracterizada por migraciones laterales de pocos kilómetros a decenas de kilómetros. En este contexto, las variaciones de improntas organofaciales y de madurez térmica del petróleo pueden ser muy significativas. Acumulaciones representativas del sistema Vaca Muerta son los yacimientos Aguada Baguales, Cerro Bandera, Las Chivas, Barda González, Sierra Barrosa, Estación Fernández Oro y Centenario. Dada las características de la columna estratigráfica, este tren muestra una impedancia relativa alta marcada por secciones pelíticas, ricas o no en materia orgánica, asociadas a eventos de inundación marina regional que tuvieron lugar desde el Jurásico Temprano hasta el Cretácico Temprano. No obstante, la

compleja evolución estructural tanto en el tiempo como arealmente, dio lugar a la generación de un variado juego de fracturas, en orden de magnitud, número y características (de desplazamiento lateral, compresivas y extensionales), que han permitido no sólo una fuerte migración vertical sino también la pérdida de hidrocarburos hacia la superficie.

La característica de la migración que proveyó los hidrocarburos hacia las trampas desarrolladas dentro de este distrito es variable, dada la existencia de más de una roca madre (Fm. Vaca Muerta, Fm. Los Molles y, especulativamente, facies lacustres del Pre-Cuyo) y de diferentes cocinas. En este marco, el cálculo del valor del GAE es complejo y no ha sido evaluado con la suficiente rigurosidad como para obtener un número confiable.

Desde el primer descubrimiento de hidrocarburos que tuvo lugar dentro de este distrito, la exploración y el desarrollo de reservas fueron muy intensos. En la actualidad se ha estimado un EUR de 495×10^6 bo y 3.8×10^{12} cfg distribuidos en alrededor de 60 campos. Los yacimientos de Río Neuquén, Centenario, Sierra Barrosa-Aguada Toledo y Cerro Bandera, concentran casi el 60 % de los hidrocarburos líquidos, con un EUR individual que supera los 50×10^6 bo. Le siguen una decena de campos que oscilan entre 30 y 10×10^6 bo y otros 12 yacimientos cuyo EUR varía entre 1 y 6×10^6 bo. No obstante, dentro de este distrito la mayoría de los campos son predominantemente gasíferos, con o sin líquidos asociados (figuras 3 y 7). De ellos, Río Neuquén, Lindero Atravesado, El Salitral (profundo), Sierra Barrosa-Aguada Toledo y Centenario (profundo) contienen más del 75% del EUR de gas. Le siguen media docena de campos cuyas reservas finales oscilan entre 400 y 100×10^9 cfg y una veintena que supera 10×10^9 cfg.

7. Distrito Sur Dorsal

El sistema petrolero dominante designado como Vaca Muerta-Quebrada del Sapo está típicamente limitado al flanco sur de la Cuenca Neuquina (figuras 1 y 5, corte D). La caracterización general de roca madre e hidrocarburos asociados puede consultarse en Cruz *et al.* (1999) y Villar *et al.* (2005).

Los hidrocarburos del área se entramparon en estructuras de pliegues de la cobertura sedimentaria asociados con bloques rotados por fallas extensionales y están concentrados en reservorios de Quebrada del Sapo luego de migración predominantemente vertical (*downward*) y secundariamente, de Lotena y Challacó conectados con la roca madre a través de fallas extensionales. Son petróleos negros, medio-pesados a intermedios, viscosos, con contenidos en azufre relativamente elevados, registrando una impronta composicional y molecular consistente con su origen en la organofacies marino-anóxica restringida heredada del querógeno II-S (rico en azufre) de Vaca Muerta, con espesores típicamente acotados a unas pocas decenas de metros, patrón infrecuente para otras áreas de la cuenca.

A pesar de que la historia de subsidencia quedó asociada a columnas con espesores no mayores de 1600 m, la conversión temprana de la roca madre fue motorizada por una cinética lábil y por un patrón de flujo térmico regional relativamente elevado. La madurez térmica de los petróleos generados resultó típicamente baja a moderada, con ausencia casi total de acumulaciones de gas, características directamente ligadas al limitado grado de *stress* térmico experimentado por la roca madre. Los *pod's* generadores de Vaca Muerta se localizan en posiciones acotadas del área en las cuales la columna sedimentaria alcanzó los mayores espesores, con niveles de madurez estimados en términos de VRE predominantemente entre 0.5 y 0.8% (Figura 10 en Cruz *et al.*, 1999), con el inicio de la generación a partir de los 80 Ma. Se considera que los petróleos vinculados a estas cocinas incipientes con múltiples áreas de drenaje han tenido poco desplazamiento lateral desde las posiciones de alimentación al *carrier*-reservorio Quebrada del Sapo. La participación minoritaria de petróleo y gas generados a partir de la Fm. Los Molles es una alternativa que debe ser investigada con mayor detalle en este distrito.

En cuanto a la migración desde la cocina situada hacia el interior de la cuenca, que en este trabajo se ubica dentro del distrito La Lata (Figura 1), el tren estructural desarrollado a lo largo de la Dorsal de Huinul impuso un límite regional para la movilización de hidrocarburos hacia el Sur. El sello regional de Vaca Muerta y la configuración de las estructuras han actuado eficientemente para proveer de alta impedancia al sistema. La preservación de los petróleos es buena, no registrándose episodios de alteración significativos.

A pesar de una aparente simplicidad de los elementos de este sistema petrolero, la relación entre los hidrocarburos generados y los acumulados (GAE) es relativamente baja, menor de 2.5% (Legarreta *et al.*, 2005). Más allá de la posibilidad de encontrar nuevas acumulaciones, no pareciera que ello pueda cambiar en forma ostensible el valor calculado. Una de las causas que podría explicar la pérdida de hidrocarburos se vincula al levantamiento y erosión de esta entidad (roca madre y sello regional de techo) hacia el eje de la Dorsal de Huinul. A lo largo del flanco sur y eje crestal de este elemento morfo-estructural, gran parte del Cretácico Inferior y del Jurásico fue eliminado por erosión y, al mismo tiempo, quedaron expuestos en superficie los principales reservorios. Desde este punto de vista, durante la etapa de deformación y ascenso de la zona de la Dorsal, posterior a la acumulación de la Fm. Vaca Muerta, más del 50% del *pod* generador de este distrito desarrolló una pendiente ascendente hacia el Sur, por lo que gran parte de los hidrocarburos migraron en esa dirección sin encontrar trampas o sellos que los contuvieran.

En el distrito existen alrededor de 15 acumulaciones, casi exclusivamente de petróleo, de las cuales los campos Challacó, El Sauce y El Porvenir contienen más del 60% del EUR total, estimado en 125×10^6 bo (figuras 3 y 7). El resto de los yacimientos varían entre 9 y 1×10^6 bo, con varias acumulaciones que no sobrepasan el millón de barriles. Las escasas acumulaciones de gas representan volúmenes exiguos.

8. Distrito La Lata

Ubicado en el centro del Engolfamiento, este distrito cuenta con los dos sistemas petroleros más prolíficos donde la generación provino de las lutitas negras de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta (figuras 1 y 5, corte D), maduradas adecuadamente por los importantes espesores que actuaron como sobrecarga. Los principales reservorios, mayormente portadores de gas, condensado y petróleo liviano, son las areniscas de las formaciones Sierras Blancas y, adicionalmente, Lajas y Lotena.

La Fm. Los Molles (roca madre siliciclástica con querógeno de tipo II/III) habría tenido una participación muy importante en el llenado de los reservorios clásticos de este sector de la cuenca, con una fuerte composición gaseosa especialmente rica en metano (alta madurez térmica). Respecto de su capacidad de carga, el intervalo basal de edad Toarciano-Pliensbaquiano de unos 400 m de espesor, presenta valores de riqueza orgánica de hasta 6% de COT (Fernández Seveso *et al.*, 1996). A pesar de la severa evolución térmica, los datos recabados en posiciones menos soterradas (Cruz *et al.*, 2002), permiten asumir que la Fm. Los Molles tuvo una buena potencialidad original de generación de hidrocarburos líquidos. Estos hidrocarburos se habrían generado en el lapso 168-125 Ma, a partir del cual esta roca madre ingresa a la zona de generación de gas (Legarreta *et al.*, 1999).

La Fm. Vaca Muerta aporta gas, condensado y petróleo no sólo a las trampas estructurales y combinadas de este sector, sino que también cargó las acumulaciones situadas en la periferia de la cocina del Engolfamiento (Villar, *et al.*, 1993; Villar y Talukdar, 1994). El sistema de carga vinculado a Vaca Muerta muestra niveles generadores de gran riqueza orgánica (roca madre siliciclástica con querógeno tipo II de alta calidad), buenos reservorios, importantes sellos pelíticos y amplias trampas de impedancia elevada aportando a acumulaciones como la de Loma La Lata (Maretto y Rodríguez,

2005). Veiga *et al.* (2001) describen detalladamente los resultados de modelados de cuenca 2D del área y proponen una edad Jurásico Superior-Neocomiano para la estructuración de Loma La Lata, mientras que de acuerdo con modelados 1D, la generación y expulsión se habría iniciado durante el Albiano Tardío, alcanzando su mayor intensidad durante la depositación del Cretácico Tardío (Legarreta *et al.*, 1999).

La migración desde la Fm. Los Molles hacia los reservorios de Lotena y Sierras Blancas del yacimiento Loma La Lata habría tenido lugar verticalmente a través de fallas como fuera planteado por numerosos autores, entre otros Cruz *et al.* (2002) y Legarreta *et al.* (2005) y, siguiendo la misma línea de pensamiento, Rodríguez *et al.* (2008). El fuerte predominio de metano en la composición del gas alojado en la Fm. Lotena estaría asociado al fuerte *stress* térmico que afecta al rico intervalo generador de la base del Gr. Cuyo ($R_o > 2\%$). El petróleo liviano migrado verticalmente y entrampado en la Fm. Quintuco muestra afinidad genética y térmica con la Fm. Vaca Muerta de Loma La Lata. Lo mismo ocurre con los reservorios constituidos por intrusivos terciarios, presentes en varios yacimientos de este distrito (González *et al.*, 2005) como Aguada San Roque y Loma Las Yeguas. En el sector occidental del distrito, las acumulaciones desarrolladas en la Fm. Mulichinco estuvieron alimentadas también por migración vertical desde la Fm. Vaca Muerta, tal como lo sugiere Rooney *et al.* (1999), siendo en esta zona las evaporitas de la Fm. Auquilco, con espesores de hasta 300 m, una barrera para la migración de hidrocarburos desde la Fm. Los Molles.

En este distrito, la contribución de la migración vertical desde una cocina infrayacente junto a una alta impedancia permitió la acumulación y preservación de grandes volúmenes de gas. Cuando se analizan los campos asociados a las cocinas de Los Molles y Vaca Muerta en el Engolfamiento Neuquino, ya sea suprayaciéndolas o dispuestas en su periferia, el índice GAE es uno de los mayores que se han estimado para la cuenca (Legarreta *et al.*, 2005). La combinación de elementos y procesos del sistema petrolero fueron aquí muy eficientes, similarmente a lo ocurrido en el distrito Sierra Negra aunque con generación de gas en lugar de petróleo.

En el distrito La Lata, gasífero por excelencia, se han identificado alrededor de 90 campos, con EUR de 18.4×10^{12} cfg (figuras 3 y 7). El yacimiento Loma La Lata aloja 59% de este volumen de gas junto con unos 225×10^6 bo, mientras que 37% se reparte entre Aguada Pichana-Aguada de la Arena, Loma Las Yeguas, Sierra Chata y Aguada San Roque. Otros 14 campos registran acumulaciones entre 220 y 10×10^9 cfg y el resto contiene volúmenes menores de gas, acompañados por cantidades de petróleo que no superan el millón de barriles.

SISTEMAS GENERADORES Y DISTRITOS PRODUCTIVOS: SÍNTESIS Y DISCUSIÓN

Sobre la base de los datos disponibles tratados, se ha hecho una estimación volumétrica de los hidrocarburos aportados a cada distrito por los diferentes sistemas generadores (Figura 8). Estos cálculos son indicativos y muy posiblemente sufrirán modificaciones a medida que se incorpore nueva información geoquímica (cambio en la participación de las distintas rocas madre) o nuevos descubrimientos en algunos de los distritos menos explorados (actualización de reservas). Sin embargo se cree que, al día de hoy, presentan una buena aproximación de la distribución de hidrocarburos por distrito y por sistema generador, proveyendo una interesante herramienta comparativa.

La evaluación permite comprobar una vez más cómo los sistemas vinculados con las lutitas orgánicas de las formaciones Vaca Muerta y Los Molles han dado lugar a las acumulaciones de mayor importancia, como las que se encuentran en los distritos La Lata, Huincul y Catriel (figuras 1 y 8). La cocina de la mayor parte de estos hidrocarburos se encuentra dentro del distrito La Lata coincidiendo con el área del Engolfamiento. La evolución geológica de este sector permitió primero la generación

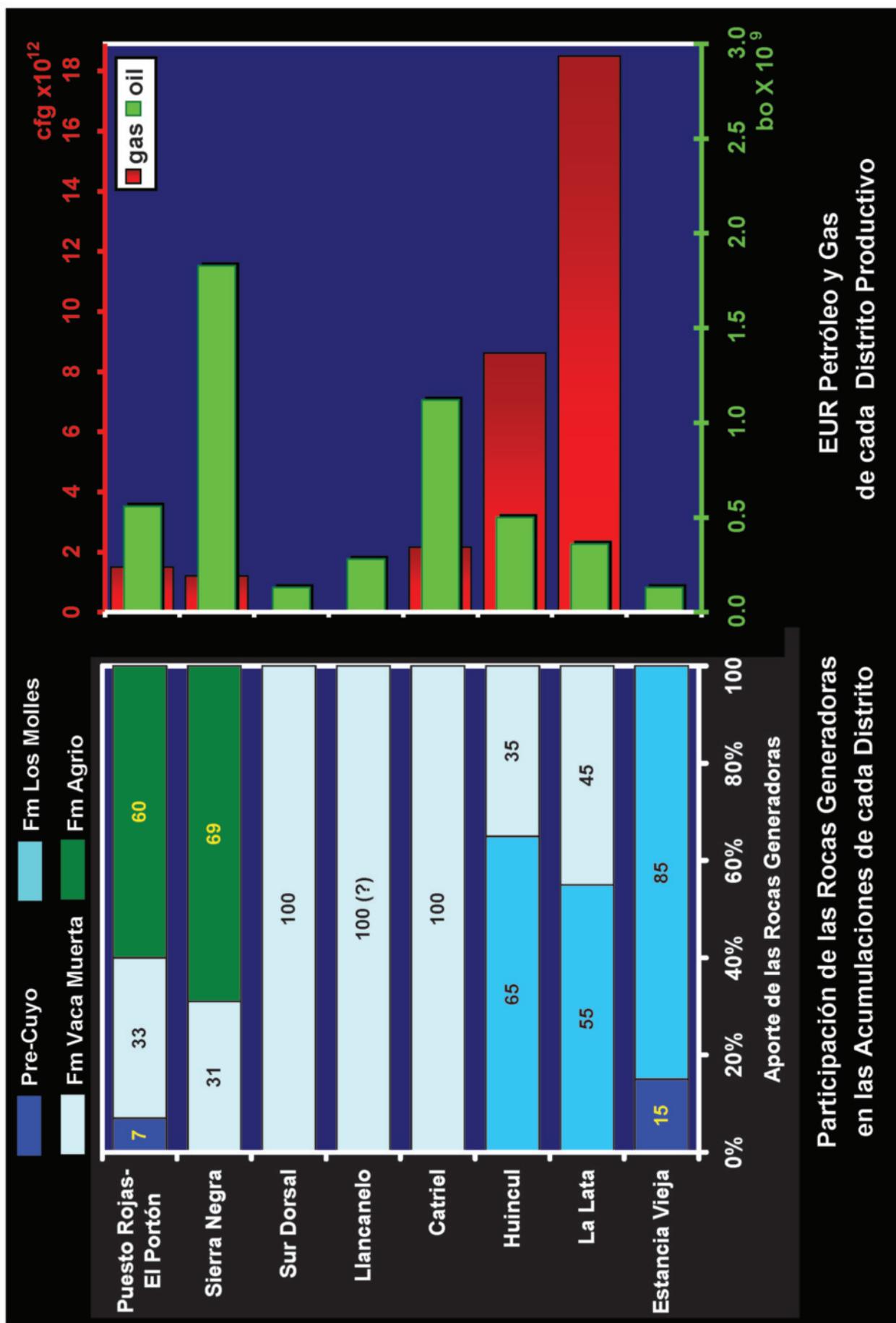


Figura 8. Izquierda: participación de las rocas generadoras en el volumen final descubierto para cada uno de los distritos. Derecha: volumen total descubierto dentro de cada distrito.

Distrito	Sistema Generador	Reservorios Principales	Tipos de Hidrocarburos	Estilo de Drenaje	Estilo de Entrampamiento
Puesto Rojas-El Portón	V. Muerta Agrio Pre-Cuyo	Fracturados (Chachao, Mulichinco, intrusivos terciarios) y areniscas (Avilé, Troncoso)	Petróleo intermedio y liviano; gas Buena preservación	Vertical corto	Alta impedancia
Llancanelo	V. Muerta Agrio	Gr Neuquén, Gr Malargüe, Centenario	Petróleo pesados (biodegradados)	Lateral largo	Baja impedancia
Sierra Negra	V. Muerta Agrio	Areniscas: Avilé, Agrio Superior, Troncoso, Rayoso	Petróleo intermedio y liviano; gas Buena preservación, salvo en Rayoso (biodegradación)	Vertical corto y en parte lateral corto	Alta impedancia
Catriel	V. Muerta Los Molles	Choiyoi, Pre-Cuyo, Gr Cuyo, S. Blancas, L. Montosa, Centenario	Petróleo (pesado a liviano), condensado y gas Preservación variable, con biodegradación en zona de borde	Lateral media a larga	Alta impedancia
Estancia Vieja	Pre-Cuyo Los Molles (V. Muerta)	Pre-Cuyo, Gr Cuyo, Tordillo	Petróleo moderada a altamente parafínico-ceroso (Pre-Cuyo) Petróleo intermedio-liviano (Los Molles). Buena preservación	Vertical corto y lateral corto localmente	Alta impedancia (Pre-Cuyo) Baja impedancia (Los Molles)
Huincul	Los Molles V. Muerta	Choiyoi, Pre-Cuyo, Gr Cuyo, Lotena, Tordillo, Quintuco, Centenario	Petróleo y gas Buena preservación	Vertical Los Molles Lateral corto a larga	Alta impedancia
Sur Dorsal	V. Muerta	Pre-Cuyo, Gr Cuyo, Lotena, Quebrada del Sapo	Petróleo pesado-intermedio Buena preservación	Vertical corto	Alta impedancia
La Lata	Los Molles V. Muerta	Lotena, S. Blancas, Quintuco	Gas, condensado y petróleo liviano Buena preservación	Vertical hasta lateral corto	Alta impedancia

Figura 9. Resumen de las características de los sistemas petroleros por distrito, destacando rocas generadoras y estilo de drenaje y entrampamiento.

de hidrocarburos líquidos y más tarde la expansión de la cocina alcanzó niveles de maduración térmica tales que se transformó en una zona predominantemente gasífera. Las acumulaciones se dieron tanto dentro de este distrito como hacia la periferia del mismo, alimentando de hidrocarburos a los distritos linderos de Huincul y Catriel (Figura 5, corte D). Para la zona misma del distrito La Lata, predominó un sistema de drenaje vertical y lateral corto que se combinó con estilos de entrapamiento de alta impedancia (Figura 9). Estos tres conjuntos de elementos, sistemas generadores, estilo de drenaje de la migración y las características del entrapamiento, funcionaron con una eficiencia relativamente alta y dieron como resultado zonas muy prolíficas.

En particular dentro de los distritos de Catriel y Huincul, se ha dado, por un lado, la carga con migración vertical corta y un sistema de entrapamiento de alta impedancia de los hidrocarburos generados localmente a partir de Vaca Muerta en Catriel y de Los Molles, en Huincul. Por otro lado, ambos distritos registran la carga mencionada de hidrocarburos migrados lateralmente desde la cocina ubicada en el Engolfamiento, con distancias de varias decenas de kilómetros. Este patrón migratorio de largo desplazamiento es bien característico y dominante para el sistema generador Vaca Muerta y su *carrier* Tordillo-Sierras Blancas, cargando diversas trampas de plataforma y de Dorsal, y de alcance aparentemente limitado para el sistema generador Los Molles, deficitario para movilizar hidrocarburos lateralmente por falta generalizada de *carriers* continuos y de buena calidad.

El excedente de los hidrocarburos generados en las cocinas del Engolfamiento y Catriel siguió su trayectoria ascendente hacia los márgenes de la cuenca, región que en este trabajo se ha denominado distrito Llanquanelo, que abarca el ámbito del Sur de Mendoza y La Pampa. Con un tipo de drenaje lateral de larga distancia y un estilo de entrapamiento de baja impedancia, se estima que el distrito puede contener grandes volúmenes de petróleo negro, aunque afectado por niveles de biodegradación moderados a intensos. De confirmarse esta presunción, los valores actuales de EUR (Figura 8) se podrían incrementar de manera significativa, si las tareas de exploración resultaran exitosas.

El distrito de Estancia Vieja vinculado con los sistemas generadores del Jurásico Inferior (Pre-Cuyo y Los Molles) cubre un área reducida, donde predominó la migración vertical corta y un estilo de entrapamiento local de alta impedancia. Por el contrario, respecto de la generación a partir de Los Molles y Vaca Muerta, la zona se comportó como de baja impedancia (figuras 1 y 8), ya que el rincón sureste de la cuenca es muy rico en clásticos gruesos y carente de sellos regionales importantes, funcionando como zona de dispersión de los hidrocarburos (Figura 9).

El distrito Sur Dorsal (Figura 1) está mayormente ligado al sistema generador Vaca Muerta, con una participación menor no cuantificada del sistema Los Molles (Figura 8). Se caracteriza por un estilo de migración corta descendente, desde las lutitas bituminosas de la Fm. Vaca Muerta, hacia los reservorios clásticos de la Fm. Quebrada del Sapo. También han sido cargados los niveles arenosos y conglomerádicos de la Fm. Petrolífera a través de fallas, asociados a un estilo de entrapamiento de alta impedancia (Figura 9).

En los distritos de Sierra Negra y Puesto Rojas-El Portón (Figura 8), los sistemas generadores se vinculan con las lutitas negras del Grupo Mendoza. La evolución térmica en el Noroeste de Neuquén y extremo sur de Mendoza dio lugar a que la mayor parte de los líquidos se generaran en las formaciones Agrio y Vaca Muerta, mientras que el gas, mayormente en esta última. Hacia la zona de Malargüe, Vaca Muerta ha sido generadora dominante de líquido en el ambiente de la faja plegada (Figura 1); las acumulaciones fueron frecuentemente afectadas por procesos de biodegradación. El estilo de drenaje de la migración prevaleciente ha sido vertical corto y, en parte, lateral corto (Figura 9). En particular para el distrito Puesto Rojas-El Portón, la baja eficiencia (GAE) del sistema se vincula a que la mayoría de los hidrocarburos se habrían perdido con el ascenso de la faja plegada y la erosión

del sello regional (evaporitas de Huitrín y Rayoso). Hacia el extremo sur del distrito Puesto Rojas-El Portón, lo que se conoce como la faja plegada del Neuquén, no existen acumulaciones comerciales. Tanto el intenso *stress* térmico que sufrieron las rocas generadoras (especialmente Los Molles y Vaca Muerta y, en menor medida, Agrío; Figura 6), como la erosión profunda de los sellos e incluso de los reservorios potenciales, hacen que el grado de preservación de posibles acumulaciones de gas haya sido muy pobre a nula.

CONCLUSIONES

La revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración y de entrampamiento, en conjunto con la evaluación de los volúmenes de hidrocarburos alojados en los distritos productivos de la cuenca, puede utilizarse para analizar la evolución de los sistemas y esbozar hacia donde dirigir los esfuerzos exploratorios a corto y mediano plazo.

La evolución histórica de los descubrimientos de hidrocarburos dentro de cada distrito muestra diferentes tendencias (Figura 10). De todos los distritos aquí identificados, surge que si bien algunos de ellos muestran baja probabilidad de encontrar acumulaciones importantes, como en Estancia Vieja y Sur Dorsal (Figura 10), otros podrían contener volúmenes tales que modificarían la tendencia declinante en la producción e incorporación de reservas. En el caso de los distritos de Sierra Negra y Catriel es de esperar la incorporación de nuevas reservas con el hallazgo de acumulaciones medianas a pequeñas. En el distrito de Puesto Rojas-El Portón, se podrían hallar acumulaciones mayormente de gas, aunque implica alto riesgo exploratorio. El distrito Huincul, uno de los más maduros, puede llegar

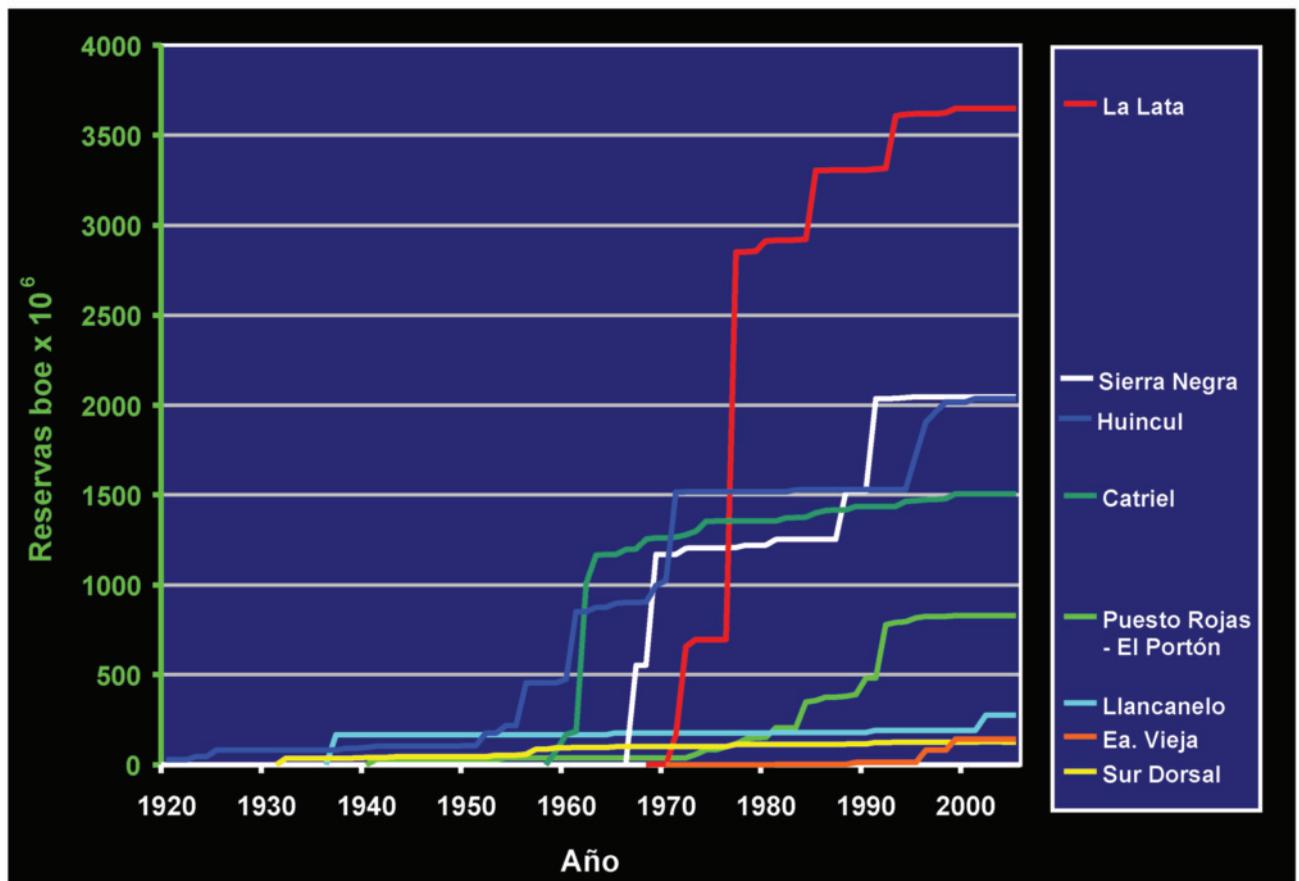


Figura 10. Curva de acumulación de los volúmenes descubiertos dentro de cada uno de los distritos ("creaming curve").

a incorporar numerosas acumulaciones pequeñas de petróleo y tal vez medianas de gas, dentro de zonas poco investigadas y asociadas a cierta complicación estratigráfico-estructural. La investigación de potenciales acumulaciones de gas dentro de lutitas generadoras (*shale gas*) de Los Molles, podría dar lugar a la incorporación de importantes reservas. Acumulaciones análoga de *shale gas* podrían darse en el distrito La Lata, no sólo en Los Molles sino también en Vaca Muerta.

Finalmente, en el distrito Llancanelo, que se extiende desde el Río Diamante (Mendoza) hasta el Oeste de la Pampa y Norte de Río Negro, el conocimiento del subsuelo es muy pobre dado que la actividad exploratoria ha sido casi nula en los últimos 15-20 años. Por la misma razón, la incorporación de reservas había quedado estática hasta los descubrimientos recientes del Sur de Mendoza y La Pampa (Figura 10). Como se planteara en otras oportunidades (Legarreta *et al.*, 2004), se cree que este distrito puede contener grandes volúmenes de petróleo, dado que los sistemas generadores localizados hacia el interior de la cuenca fueron lo suficientemente prolíficos como para llenar las trampas que se interponen entre las cocinas y el flanco de la cuenca. Los hidrocarburos excedentes habrían continuado su migración larga hasta potenciales trampas sobre un área de baja impedancia o, en el peor escenario, se habrían degradado y perdido en superficie. El desarrollo de una faja de petróleo biodegradado y pesado es un rasgo común de las cuencas subandinas y no se descarta su posible existencia en la periferia de la cuenca, más allá de que su exploración sea un verdadero desafío técnico.

Agradecimientos

A María Silvia Castro, Cartógrafa de Pluspetrol S.A., por su inestimable ayuda en la elaboración de las figuras.

REFERENCIAS CITADAS

- Arregui, C., S. Benotti y O. Carbone, 1996, Sistemas petroleros asociados en los yacimientos Entre Lomas, Provincia del Neuquén, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, AGA-IAPG, Actas I, p. 287-306, Buenos Aires.
- Arregui, C., C. Gazzera, C. Seguí, O. Carbone y J. Quiroga, 2005, Las trampas del eje Charco Bayo – El Caracol, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 239-260, Buenos Aires.
- Cruz, C. E., H. J. Villar y N. Muñoz G., 1996, Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal. Cuenca Neuquina, Argentina, XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, AGA-IAPG, Actas I, p. 223-242, Buenos Aires. Republicado en *Petrotecnia* XXXVIII (2), p. 64-72, IAPG, y *Boletín Informaciones Petroleras BIP*, Tercera Época, XII, 50, p. 27-41.
- Cruz, C. E., E. Kozlowski y H. J. Villar, 1998, Agrio (Neocomian) petroleum systems. Main target in the Neuquén Basin thrust belt. Argentina, 1998 AAPG International Conference and Exhibition, Río de Janeiro, Brasil, p. 670-671. Republicado en: 1999, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo II, p. 891-892, 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, Tomo I, p.175-195, Buenos Aires.
- Cruz, C. E., A. Boll, R. Gómez Omil, E. A. Martínez, C. Arregui, C.A. Gulisano, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 2002, Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas-CD-ROM, 20p, Buenos Aires.
- De la Cruz Olmo, M. y V. Somerfeld, 2005, Trampas características de la Formación Quintuco en la región de la plataforma nororiental de la Cuenca Neuquina, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 225-238, Buenos Aires.
- Di Lena, J. F., H. Marchese y R. F. Blocki, 1989, Evaluación de rocas generadoras en la Cuenca Neuquina, Primer Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, IAPG, v. I, p. 311-334.

- Fernández Seveso, F., G. Laffitte y D. Figueroa, 1996, Nuevos plays jurásicos en el Engolfamiento Neuquino, Argentina, XII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 281, Buenos Aires
- Giampaoli, P., J. Ramírez y M. Gait, 2005, Estilos de Entrampamiento en la Faja Plegada y Fallada de Malargüe, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 121-140, Buenos Aires.
- González, R., F. Achilli y A. Chappero, 2005, Entrampamiento en rocas ígneas en el centro de la Cuenca Neuquina, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 369-382, Buenos Aires.
- Gulisano, C., S. Minitti, G. Rossi y H. J. Villar, 1996, Hydrocarbons related to Early Cretaceous source rocks, reservoirs and seals, trapped in Northeastern Neuquén Basin, Argentina, II AAPG/SVG International Congress and Exhibition, Caracas, Venezuela, Sept. 8-11, 1996, Abstracts, AAPG Bulletin v. 80, p.1298.
- Gulisano, C., S. Minitti, G. Rossi y H. J. Villar, 2001, The Agrio Petroleum System: Hydrocarbon Contribution and Key Elements. Neuquén Basin, Argentina, en Ch. Kluth y L. Legarreta, eds., AAPG 2001 Hedberg Research Conference, New Technologies and New Play Concepts in Latin America, p. 114-115, Mendoza.
- Kozłowski, E., C. E. Cruz y C. A. Sylwan, 1997, Modelo exploratorio en la faja corrida de la Cuenca Neuquina, Argentina, VI Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas", Tomo I, p. 15-31. Cartagena de Indias, Colombia. Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año XV, N° 55 (1998), p. 4-23.
- Kozłowski, 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, 552 p., Buenos Aires.
- Legarreta, L. y M. A. Uliana, 1991, Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill. Central Argentine Andes, en D. I. M. McDonald, ed., Sea level changes at active plate margins, International Association of Sedimentology, Special Publication 12, p. 429-450.
- Legarreta, L., C. A. Gulisano y M. A. Uliana, 1993, Las secuencias sedimentarias jurásico-cretácicas, en V. A. Ramos, ed., Geología y Recursos Naturales de Mendoza, Relatorio del XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, p. 87-114.
- Legarreta, L. y M. A. Uliana, 1996, The Jurassic succession in West-Central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution, Paleogeography, Paleoclimatology and Paleogeology 120, p. 303-330.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte y S. A. Minitti, 1999, Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 145-175, Buenos Aires.
- Legarreta, L., C. E. Cruz, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 2003, Source rocks, reserves and resources in the Neuquén Basin, Argentina: Mass-balance approach and exploratory potential, International Congress and Exhibition of the AAPG, abs., Barcelona, España, AAPG Bulletin, v. 87, No.13. (Supplement).
- Legarreta, L., C. E. Cruz, G. Vergani, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 2004, Petroleum Mass-Balance of the Neuquén Basin, Argentina: A Comparative Assessment of the Productive Districts and Non-Productive Trends, International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists, Expanded Abstract, 6 p, Cancún, México, AAPG Bulletin, v. 88, No.13. (Supplement).
- Legarreta, L., H. J. Villar, G. A. Laffitte, C. E. Cruz y G. Vergani, 2005, Cuenca Neuquina, en G. A. Chebli, J. S. Cortiñas, L. Spalletti, L. Legarreta y E. L. Vallejo, eds., Frontera Exploratoria de la Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 233-250, Buenos Aires.
- Limeres, M., D. Dajczgewand e I. Orchuela, 2005, Estilo de Entrampamiento en el Yacimiento Loma Negra, Cuenca Neuquina, Provincia de Río Negro, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 383-390, Buenos Aires.
- Maretto, H. y L. Rodríguez, 2005, Yacimiento Loma La Lata, descripción de las condiciones de acumulación en la Formación Sierras Blancas, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 271-288, Buenos Aires.
- Marteau, V. M. y M. de la Cruz Olmos, 2005, Yacimiento Puesto Hernández, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p.163-171, Buenos Aires.
- Mosquera, A., J. Alonso, A. Boll, M. Alarcón, C. Zavala, M. Arcuri y H. J. Villar, en prensa, Migración lateral y evidencias de hidrocarburos cuyanos en yacimientos de la plataforma de Catriel, Cuenca Neuquina. Este congreso.

- Pángaro, F., H. J. Villar, A. Vottero, G. Bojarski y L. Rodríguez Arias, 2004, Volcanic Events and Petroleum Systems: The Case of the Volcán Auca Mahuida Field, Neuquén Basin, Argentina, Ninth Latinamerican Congress on Organic Geochemistry, 6 p, Mérida, México.
- Pángaro, F., A. T. Melli, P. Malone, M. Cevallos, A. Soraci, A. Mosquera y H. J. Kim, 2005, Modelos de entrapamiento de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 331-368, Buenos Aires.
- Petro Andina Resources, 2008, <http://www.petroandina.com>.
- Rodríguez, F., H. J. Villar y R. Baudino, 2007, Hydrocarbon generation, migration, and accumulation related to igneous intrusions: an atypical petroleum system from the Neuquen Basin of Argentina, SPE 107926, 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 5 p., Buenos Aires.
- Rodríguez, F., G. Olea, D. Del Pino, R. Baudino y M. Suarez, 2008, Overpressured gas Systems modeling in the Neuquen Basin Center, AAPG Annual Convention and Exhibition, Poster Session, San Antonio.
- Rojas C., 2008, Geología y consideraciones petroleras de los afloramientos de Barda Baya, Localidad de Puelén, Provincia de La Pampa, Tesis de Licenciatura, FCEN, Universidad de Buenos Aires.
- Rooney, M., S. Valente, A. Vuletich y Ch. Rennison, 1999, CO2 origin and reservoir compartmentalization in the Sierra Chata Field, Neuquén Basin, Argentina, AAPG Hedberg Research Conference, Natural Gas Formation and Occurrence, 3p, Durango, Colorado.
- Schiuma, 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, 552 p., Buenos Aires.
- Selva, G., J. Vittone y G. Vergani, 2005, Trampas Estructurales en el Pie de Sierra de la Faja Plegada Neuquina, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 141-156, Buenos Aires.
- Uliana, M. A. y L. Legarreta, 1993, Hydrocarbon habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina, *Journal of Petroleum Geology*, v.16, p. 397-420.
- Uliana, M. A., L. Legarreta, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 1999a, Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas Argentinas, *Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino del Petróleo y Gas*, Año XL (3), p.12-25.
- Uliana, M. A., L. Legarreta, G. A. Laffitte y H. J. Villar, 1999b, Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras en las cuencas petrolíferas de Argentina, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Tomo I, p. 1-91, Buenos Aires.
- Urien, C. M. y J. J. Zambrano, 1994, Petroleum Systems in the Neuquén Basin, Argentina, en L. B. Magoon y W. G. Dow, eds., The Petroleum System-from source to trap, AAPG Memoir 60, p. 513-534.
- Valenzuela, M. y R. Comerón, 2005, Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra – Lomita, Miembro Avilé, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 173-180, Buenos Aires.
- Veiga, R., H. Verzi y H. Maretto, 2001, Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina), *Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año XVIII, N° 67*, p. 50-63. Buenos Aires.
- Veiga, R., 2002, Migración de hidrocarburos y sistemas petroleros cuyanos en el ámbito central de la Cuenca Neuquina – Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas-CD-ROM, 20p, Mar del Plata.
- Veiga, R., F. Pángaro y M. Fernández, 2002, Modelado bidimensional y migración de hidrocarburos en el ámbito occidental de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina-Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas-CD Rom 20, p., Mar el Plata.
- Villar, H. J., C. Barcat, S. Talukdar y W. Dow, 1993, Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero del Engolfamiento Neuquino, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I, p. 382-394.
- Villar, H. J. y S. Talukdar, 1994, The Vaca Muerta-Sierras Blancas (!) petroleum system in the southeastern area of the Neuquén Embayment, Neuquén Basin, Argentina, AAPG Hedberg Research Conference, Geologic Aspects of Petroleum Systems, 6 p, Mexico.
- Villar, H. J., G. A. Laffitte y L. Legarreta, 1998, The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Abstracts, p.186-187. Republicado en: 1999, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo II, p. 967-968, Buenos Aires.

- Villar, H. J., L. Legarreta, C. E. Cruz, G. A. Laffitte y G. Vergani, 2005, Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, 17 p., Mar del Plata Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2 N° 3, p. 50-67.
- Vottero, A. J., L. Rodríguez Arias y R. Vela, 2005, Trampas de hidrocarburos en el centro este de la Cuenca Neuquina, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 189-208, Buenos Aires.
- Zumberge, J. E., 1993, Organic Geochemistry of Estancia Vieja Oils, Río Negro Norte Block. Correlation with other Neuquén Basin, Argentina, Oils, en M. H. Engel y S. A. Macko, eds., Organic Geochemistry. Principles and Applications, p. 461-471, Plenum Press.