

SISTEMAS PETROLEROS EN LA CUENCA CHACOPARANÁ, ARGENTINA

Sara M. Reinante¹, Martín Fasola¹, Alicia Salinas¹, Gustavo Olivieri¹, Ricardo Calegari¹, Ricardo Manoni¹

1: YPF S.A. sara.reinante@ypf.com, martin.fasola@ypf.com, alicia.salinas@ypf.com, gustavo.olivieri@ypf.com, ricardo.calegari@ypf.com, ricardo.manoni@ypf.com

Palabras clave: Devónico, Neopaleozoico, Sistema Petrolero Chacoparaná

ABSTRACT

Petroleum Systems of the Chacoparaná Basin, Argentina

The Chacoparaná basin is a large intracratonic basin, elliptically shaped with NNE orientation. This basin originated from a Proterozoic rifting event and developed throughout the Paleozoic mainly as a consequence of deep intracratonic thermal processes and the influence of the active southwestern margin of Gondwana, resulting in a compartmentalized basin with different depocentres. Petroleum exploration during the twentieth century resulted in 37.000 km of seismic coverage and 36 wells drilled. This contribution presents a summary of the basin geology, the petroleum systems analysis and the evaluation of the unconventional shale reservoirs potential presence.

This study conclude, despite of the fact there are large areas of the Chacoparaná basin without direct subsurface data, that according to the available information and this petroleum systems evaluation, the source rocks properties arise as the critical play element, which not yet proved of having generated and expelled significant hydrocarbon volumes. As unconventional *shale* reservoirs, none of the known source rocks meet such condition.

INTRODUCCIÓN

La cuenca Chacoparaná es una extensa cubeta sedimentaria que cubre una superficie total de, aproximadamente, 2.200.000 km² y se extiende más allá de las fronteras de Argentina, ocupando parte del territorio de Brasil, Paraguay y Uruguay (Figura 1).

De geometría oval, con el eje mayor dispuesto en dirección NNE, toma su nombre del caudaloso Río Paraná (del guaraní: pariente del mar) que la surca en toda su extensión.

Zonas estables de la corteza ponen marco a la cuenca: hacia el NE el Cratón Brasileño (Brasil); al SE el Cratón del Río de La Plata (Uruguay y Argentina); el límite occidental está dado por el Cratón Guaporé (Paraguay) y en Argentina por las antiguas Sierras Pampeanas. Una expresión de subsuelo, el Alto del Quirquincho, la separa de la cuenca Cretácica del Noroeste argentino.

El inicio del relleno sedimentario se remonta a tiempos del Paleozoico inferior con espesores máximos preservados que superan los 6 km como en el oeste de Santiago del Estero y centro de Chaco.



PAÍS	Km ²
BRASIL	1.180.000
ARGENTINA	670.000
PARAGUAY	250.000
URUGUAY	100.000

Figura 1. Extensión regional de la extensa cuenca.

Varias fases diastróficas deformaron la pila sedimentaria y ocasionaron la desaparición de potentes secuencias paleozoicas.

MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca Chacoparaná, de tipo intracratónica, constituye una amplia cubeta cuyo registro sedimentario de naturaleza policíclico está compuesto por secuencias tectonoestratigráficas marinas y continentales, interrumpidos por eventos ígneos paleozoicos y mesozoicos (Figura 2).

La información sísmica muestra que las secuencias definidas se distribuyen actualmente en compartimentos, restringiendo su particular desarrollo a subregiones, o depocentros discretos, como lo refleja el mapa estructural al tope del Proterozoico (Figura 3). Los mismos fueron identificados como:

- 1) Depocentro paleozoico inferior, con desarrollo de sucesiones eopaleozoicas (subcuenca o hemigraben Las Breñas, provincias de Chaco y Formosa) y registro de marcada deformación.
- 2) Depocentro paleozoico medio, Ordovícico-Silúrico-Devónico, con expresión en Santiago del Estero que muestra estructuras resultantes de la reactivación e inversión de antiguas fallas y fuertes efectos erosivos (Figura 10).

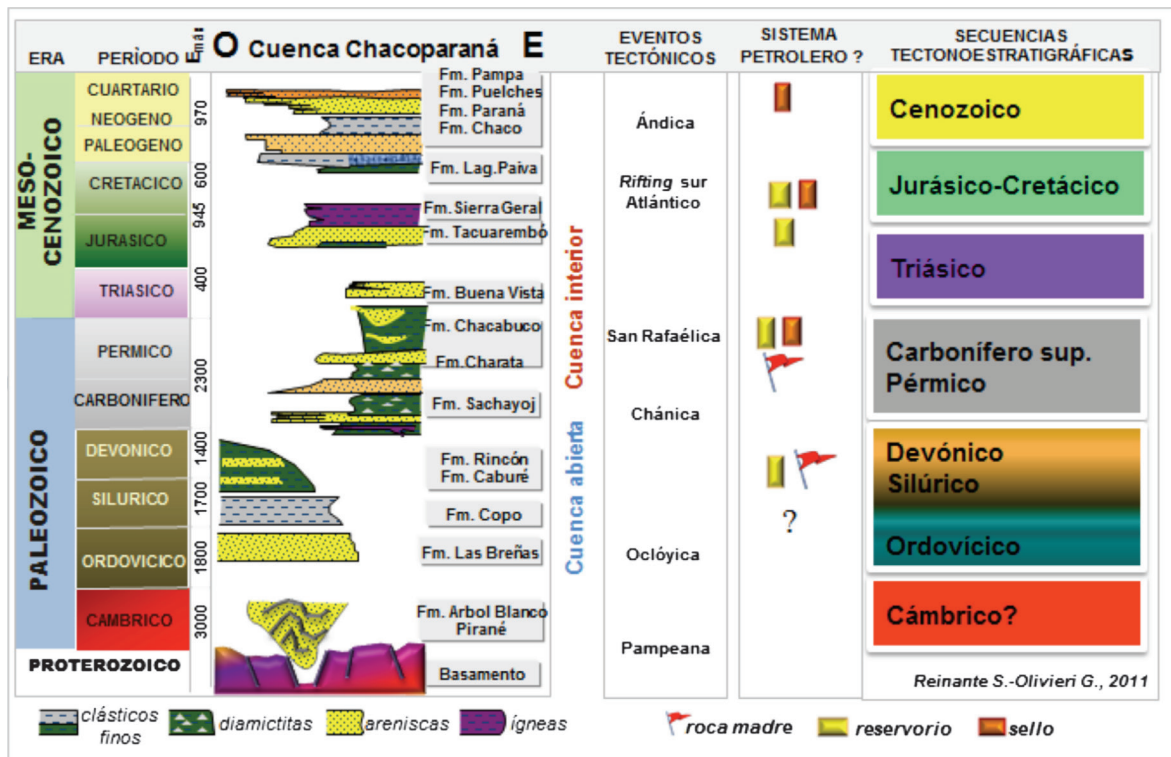


Figura 2. Carta cronoestratigráfica generalizada.

- 3) Depocentro paleozoico superior, Carbonífero superior-Pérmico, de amplio desarrollo en la provincia de Santa Fe llegando hasta la zona oriental de Córdoba como lo certifica el sondeo YPF.Cb.O.x-1 (Ordóñez). Los depósitos presentan geometría tabular, en algunas regiones están alterados por efectos compresivos del Paleozoico superior que forman amplios anticlinales y producen fallamiento y reactivación de los más antiguos.

En la era mesozoica se depositan sedimentitas de ambiente semi-árido, desarrollando extensos sistemas fluviales y fluvio-eólicos que cubren gran parte de la cuenca.

Durante el Cretácico la ruptura del supercontinente Gondwana, dominada por zonas de cizalla con desplazamiento lateral, y la posterior extensión cortical asociada a la apertura atlántica fue causa de la difusión de eventos magmático-eruptivos. Estas rocas basálticas son fundamentalmente de naturaleza toleítica y andesitas basálticas (Fm Posadas, Fm Sierra Geral, lavas de Fm Arapey) y constituyen la “Gran Provincia Ígnea de Paraná”, Bellieni *et al.*, (1984a) y luego la “Gran Provincia Ígnea Paraná-Etendeka-Angola, Marzoli *et al.*, (1999). Numerosas dataciones se realizaron sobre estas rocas. Autores como (Renne *et al.*, 1992, 1996a; Marzoli *et al.*, 1999; Ernesto *et al.*, 1999) coinciden al determinar que la mayor parte del vulcanismo tuvo lugar entre los 133 y 130 Ma.

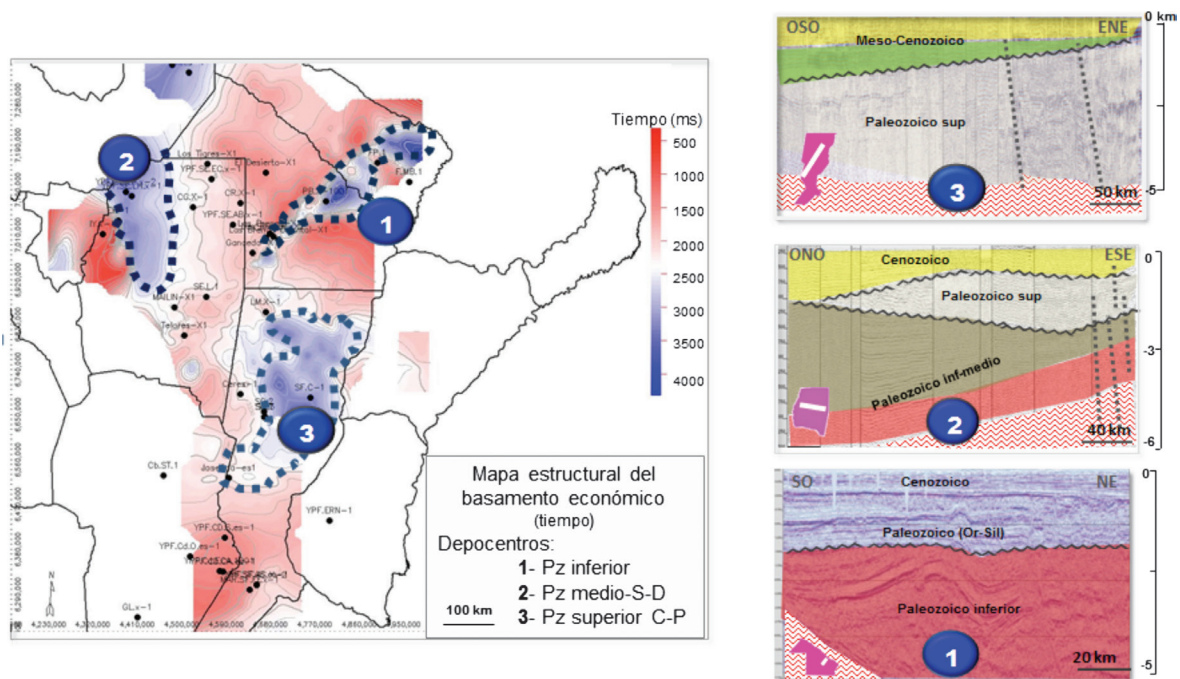


Figura 3. Configuración del sustrato, zona de cobertura sísmica. Olivieri (2010).

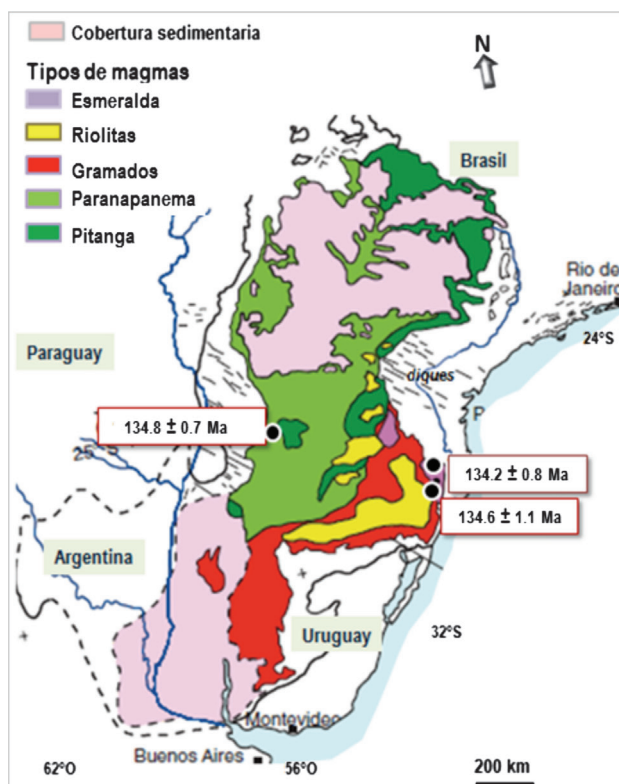


Figura 4. Ubicación y edad de las muestras datadas. Tomado de Thiede *et al.*, (2010).

La obtención de rangos más amplios en edades en diques de Paraguay, región central de Brasil y Uruguay, llevaron a (Turner *et al.*, 1994, 1999; Stewart *et al.*, 1996) a extender el evento desde los 137 a 127 Ma. Ahora bien, recientes análisis de datos geocronológicos $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$, Thiede *et al.*, (2010) realizados sobre las muestras de mano previamente datadas, y que arrojaran el intervalo de extrusión más amplio, indican que el vulcanismo comenzó a los $134,7 \pm 1$ Ma contando con un corto período eruptivo, $< 1\text{Ma}$. (Figura 4).

Secuencias transgresivas-regresivas, Oligoceno tardío y Mioceno (Marengo, 2006), y sedimentos cuaternarios completan la pila estratigráfica de la cuenca. Finalmente, la Orogenia Andina ocasionó la reactivación de fallas preexistentes,

fundamentalmente, en el borde occidental de la cuenca.

En territorio argentino, no se cuenta con importantes secciones geológicas aflorantes más allá de las expresiones mesozoicas volcánicas y los niveles clásticos jurásicos.

ANTECEDENTES EXPLORATORIOS

La actividad petrolera en la región permitió el conocimiento geológico del subsuelo, en una cuenca sin mayores secciones expuestas.

La información de subsuelo comprende datos gravimétricos, pruebas de refracción, registraci3n sísmica 2D (~ 37.000 km) y 36 sondeos de estudio (Figura 5).

Compañías como Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF, Marathon, Triton, Bidas, Shell y Pluspetrol volcaron sus esfuerzos exploratorios en la región.

La perforación del primer pozo se remonta a la década del 30 cuando Yacimientos Petrolíferos Fiscales comienza la actividad en la cuenca ejecutando el sondeo YPF. SF.SC.1 (San Cristóbal) en la provincia de Santa Fe.

La actividad exploratoria continuó en las décadas siguientes hasta los años '90.

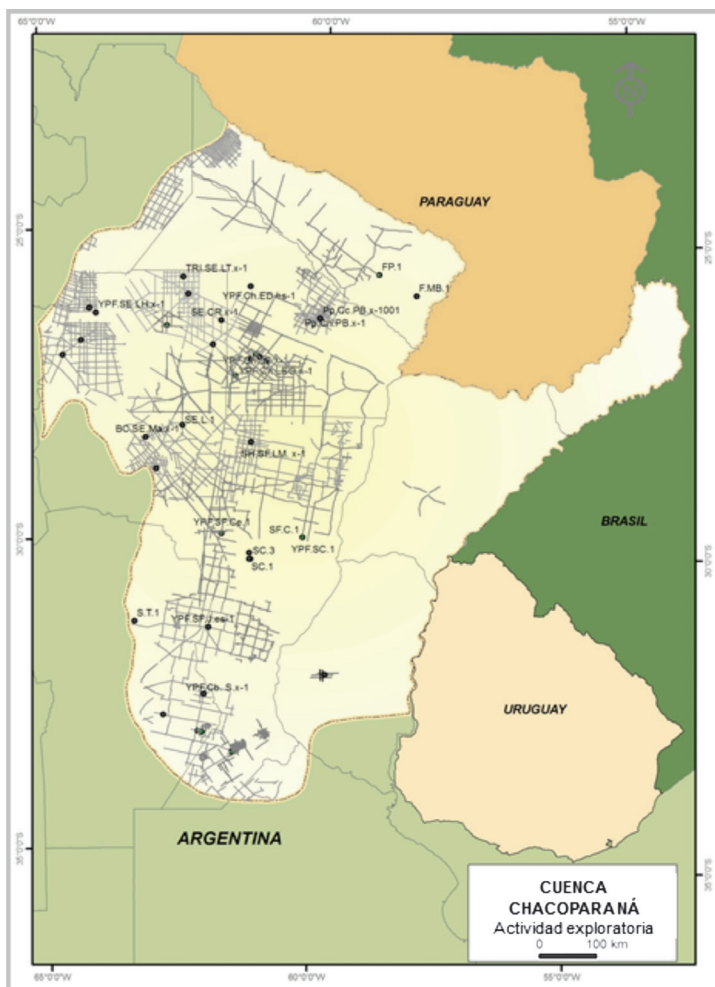


Figura 5. Detalle y distribución geográfica de la actividad exploratoria en la cuenca Chacoparaná.

SISTEMAS PETROLEROS

En la cuenca Chacoparaná sólo se puede referir a “sistema petroleros especulativos” por tratarse de una cuenca de frontera exploratoria donde las incertidumbres superan ampliamente los

conocimientos acabados del subsuelo. La densidad exploratoria de la cuenca es de 1 pozo cada 18.600 kilómetros cuadrados.

Existen antecedentes de sistemas petroleros activos en la porción de la cuenca desarrollada en territorio brasileño, (cuenca de Paraná), donde se cuenta con 124 sondeos y la existencia del campo gasífero Barra Bonita. Éste constituye la única acumulación de carácter comercial descubierta a la fecha en la extensa cuenca. Cuenta con una reserva de gas de aproximadamente 825 millones de metros cúbicos (fuente: Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Reservas al 31/12/2011) siendo la roca generadora de edad devónica, Emsiano, Fm Ponta Grossa (Figura 6a).

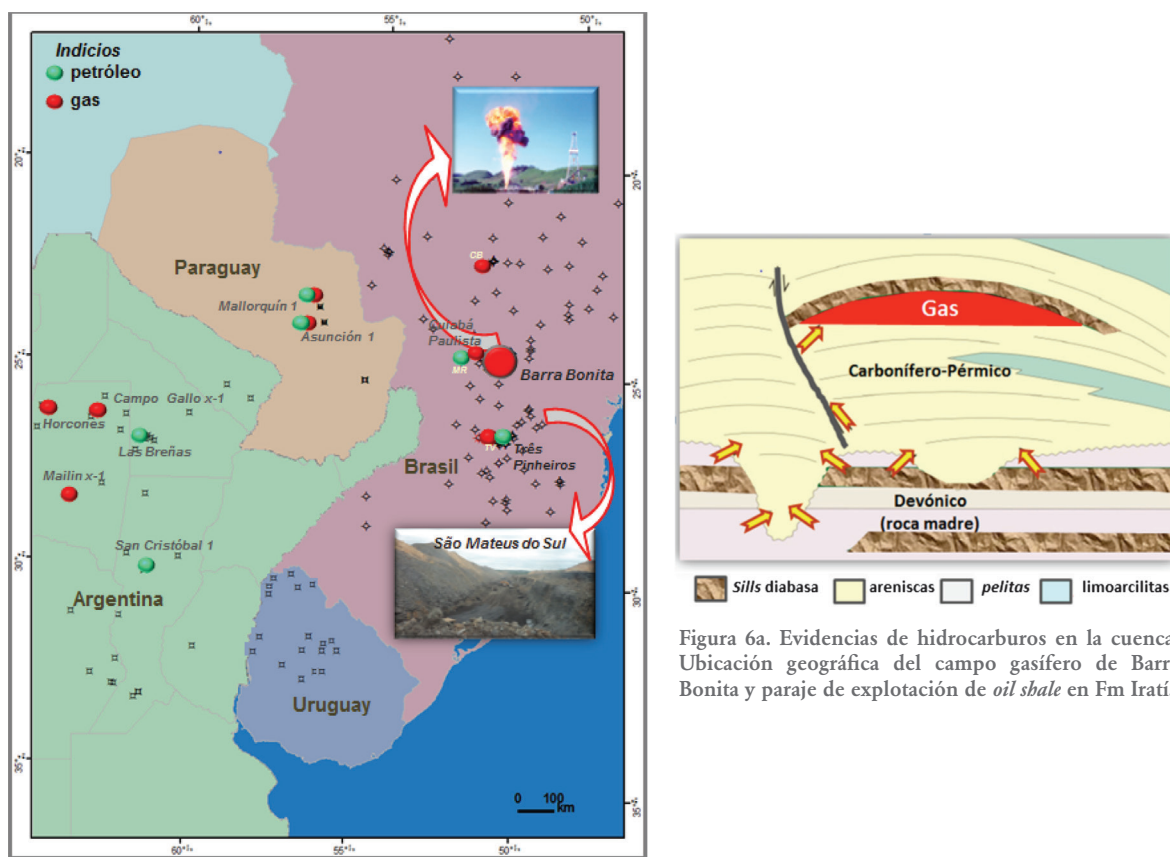


Figura 6b. Esquema de entrapamiento de Barra Bonita. Tomado de Milani y Catto (1998).

También en Brasil, la Fm Iratí, Eopérmica, contiene horizontes considerados potencialmente generadores y los más propicios para la generación de petróleo (Kern *et al.*, 2005; Carvalho Lisboa *et al.*, 2005). Esta unidad constituida por pelitas y carbonatos ricos en materia orgánica, con valores de hasta 21% COT, se encuentra inmadura en condiciones normales de soterramiento y madura/sobre madura cuando está influenciada térmicamente por cuerpos intrusivos, Souza *et al.*, (2005).

El espesor, su composición y la conductividad de la roca de caja constituyen factores condicionantes para adicionar la temperatura necesaria. La Fm Iratí aflora en el sureste de Brasil y se prolonga hasta el norte de Uruguay. Estas *oil shale*, Padula (1969), dieron origen a una industria de explotación minera y tratamiento en superficie mediante procesos de calentamiento en São Matheus do Sul, estado de Paraná (Figura 6b).

En Uruguay no son explotadas aún, sólo existen trabajos y nuevos estudios para estimación de los recursos.

Rocas madre

Basados en la distribución areal, espesor y parámetros geoquímicos (riqueza orgánica, tipo de querógeno y madurez térmica) se pudieron reconocer diferentes secciones paleozoicas, devónicas y neopaleozoicas, como potenciales rocas generadoras en la cuenca Chacoparaná.

Pocos datos se tienen sobre las características orgánicas de los horizontes silúricos, dado que las posiciones donde fue perforado no contaron con secciones adecuadas para su análisis y definición.

a. Rocas madre devónicas

El sondeo YPF.SE.LH.x-1 (Los Horcones), en el oeste de Santiago del Estero, perforó la mayor columna devónica conocida a la fecha (+1500 m). Allí se identificaron y analizaron secciones donde los parámetros mencionados en el párrafo anterior se encuentran dentro de los requerimientos mínimos que deben cumplir para considerarlas como rocas generadoras (Figura 7). En este pozo se identificaron dos secciones con organofacies potencialmente generadoras que cuentan con espesores aproximados de 250 m, la más somera, y 200 m la infrayacente y que poseen un COT (Carbono Orgánico Total) actual $\leq$ a 1.3%, permitiendo ser clasificadas como rocas generadoras pobres a buenas con potencial remanente mediocre para la generación de hidrocarburos ($S_2 < 4$ mg HC/gr roca). La (Figura 8) muestra la extensión regional actual de las rocas madre devónicas.

Las mediciones obtenidas del COT actual, los datos de pirólisis y las relaciones existentes entre los diversos índices constituyen la base para la interpretación de las características de las rocas madre. Entre ellas, el índice hidrógeno (IH) se obtiene a partir de la relación entre el hidrógeno y el %COT, es proporcional a la cantidad de hidrógeno contenido en el querógeno.

Un alto IH indica mayor potencial para la generación de hidrocarburos. Por otra parte, el índice oxígeno (IO) resulta de la relación entre CO_2 generado por la transformación de la materia orgánica y el %COT. Ambos parámetros son útiles para caracterizar el tipo de querógeno y evoluciones de madurez.

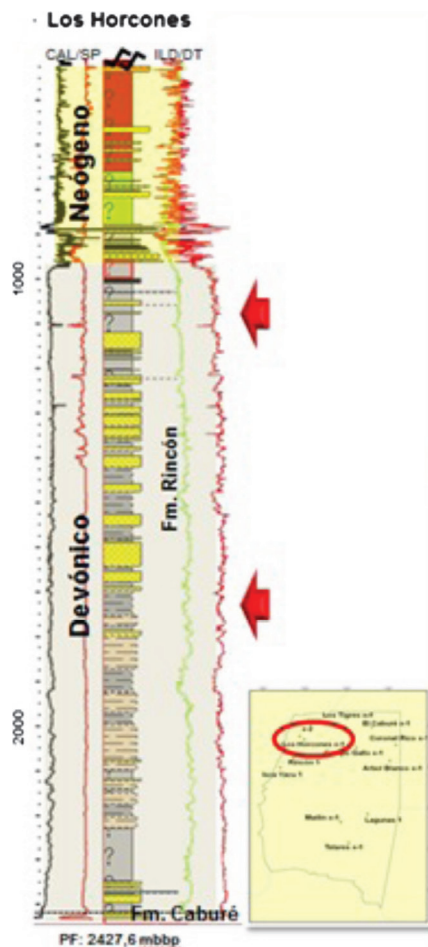


Figura 7. Esquema del sondeo YPRSE.LH.x-1 (Los Horcones).

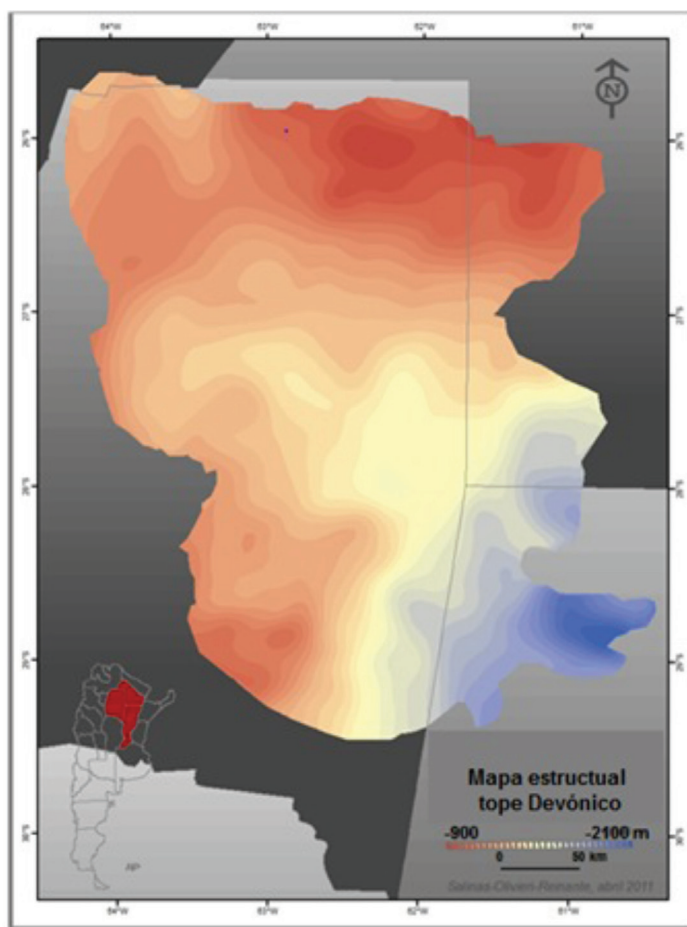


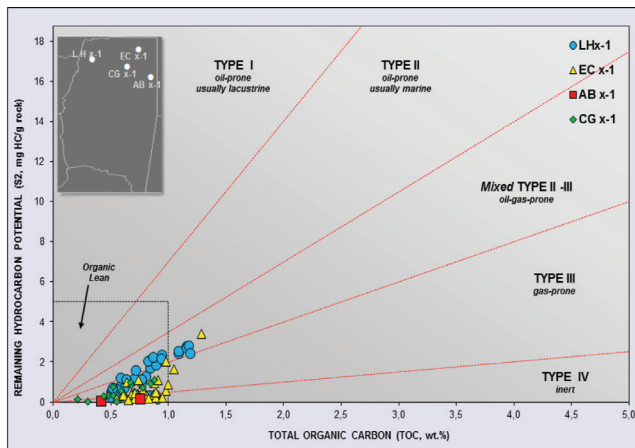
Figura 8. Mapa estructural al tope de la secuencia devónica. Salinas (2010).

El querógeno que caracteriza las rocas madre devónicas es tipo II-III y III-IV, con material fuente de ambiente terrestre, resultando precursoras fundamentalmente de hidrocarburos gaseosos (Figura 9). Sin embargo, la mayoría de las muestras analizadas caen en el rango de calidad insuficiente.

En función de los valores de IH- IO (Figura 10) y la descripción de macerales, se identificaron dos diferentes organofacies (Figura 7), donde la más somera se corresponde con secciones de la denominada Fm Rincón (edad Emsiano), donde se observa mayor calidad con características de un querógeno tipo II-III y alcanza rango como precursora de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Desde el punto de vista de su distribución areal, estos horizontes pierden rápidamente expresión en subsuelo por los efectos erosivos ocasionados por las fases tectónicas del Devónico tardío. (Figura 11).

La máxima temperatura a la que estuvo sometida la roca madre esta relacionada directamente con la madurez alcanzada por la misma. Esta madurez puede ser expresada por diferentes parámetros, siendo los más empleados la reflectancia de vitrinita (expresado como %Ro) y el $T_{m\acute{a}x}$ (temperatura máxima obtenida del craqueo térmico por pirólisis). De los datos que se poseen de las rocas



Referencias:

LH x-1: Los Horcones

EC x-1: El Caburé

AB x-1: Árbol Blanco

CG x-1: Campo Gallo

Figura 9. Relación %COT vs. S2.

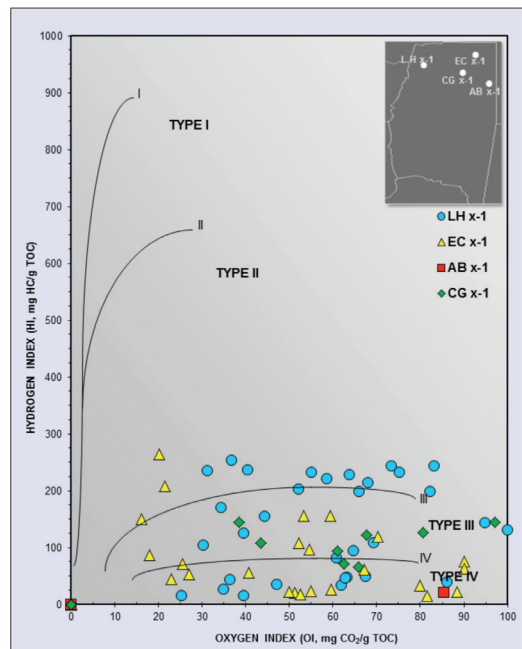


Figura 10. Diagrama de Van Krevelen modificado.

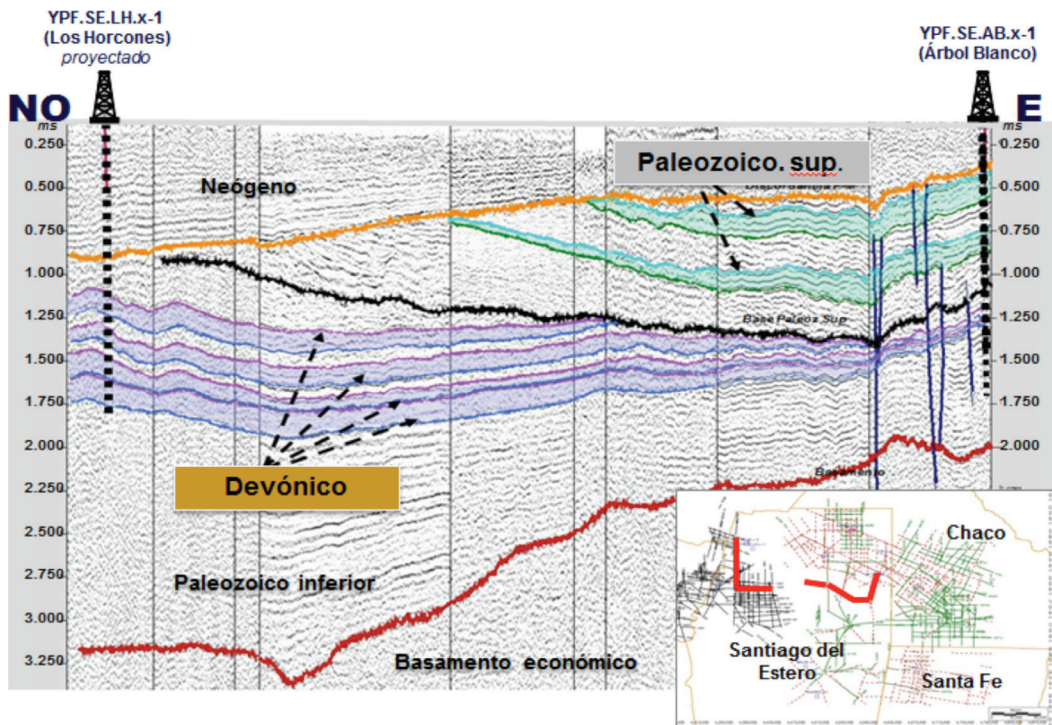


Figura 11. Sección sísmica compuesta. Nótese las severas truncaciones producidas en los eventos paleozoicos. Subsuelo de Santiago del Estero. Salinas (2010).

madre devónicas se puede observar que las mismas habrían alcanzado un soterramiento que permite situarlas en la sección inicial, a media, de la ventana de generación petróleo (Figuras 12 y 13).

Para el modelado de cuenca realizado, se tuvieron en consideración los dos horizontes estimados como potenciales rocas madre correspondiéndose con organofacies y potencialidades

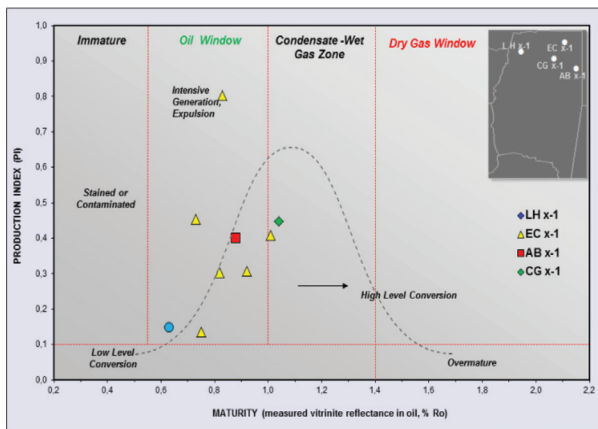


Figura 12. Gráfico de correlación entre el índice de productividad (IP) y la reflectancia vitrinita (%Ro).

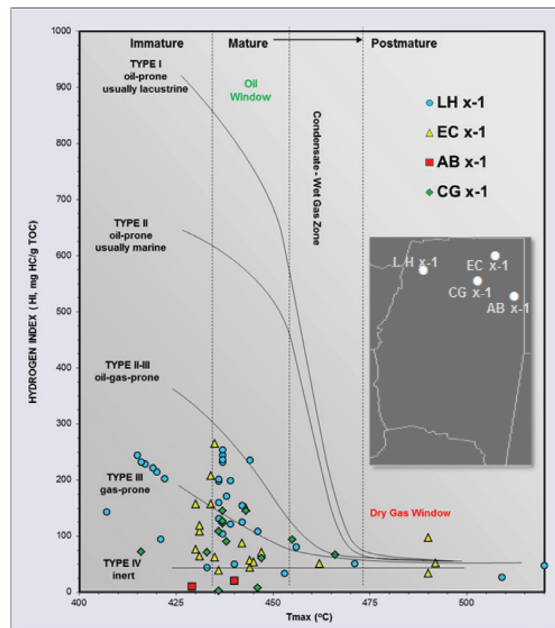


Figura 13. Diagrama de combinación IH/T_{máx}.

diferentes (Figura 7). La más profunda con condiciones de generación ligeramente disminuidas. La simulación realizada puso de manifiesto, por las particularidades consideradas, que sólo se podrían haber generado bajos volúmenes de hidrocarburos resultando insuficientes para saturar la roca y disparar los procesos de expulsión o migración primaria.

Con la idea de cotejar esta roca madre con la roca madre devónica comprobada de la cuenca del NOA, se empleó la información geoquímica del pozo YPF.St.J.x-1 (Jollín) y se procedió a graficar una serie de datos comparando el tipo, calidad y madurez. Para una madurez parecida, la

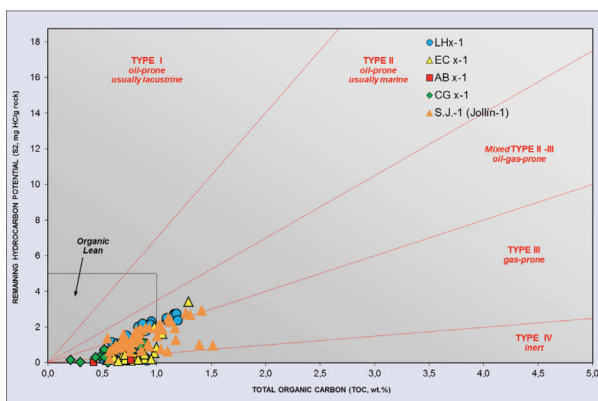
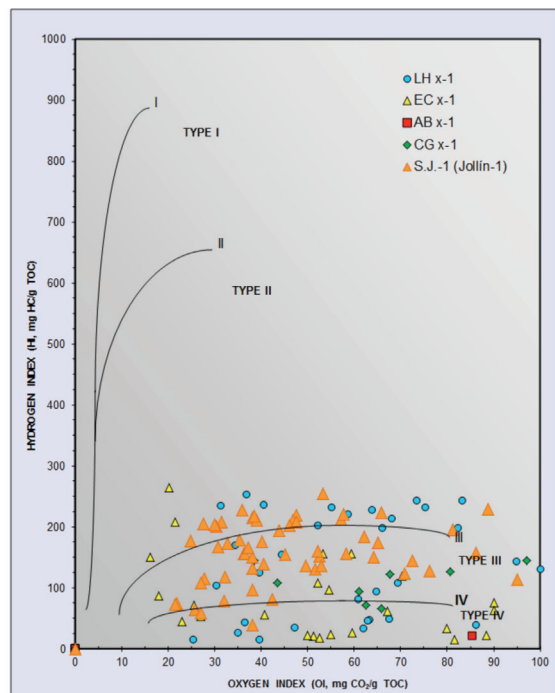


Figura 14. Cuadro comparativo de las rocas madre devónicas de las cuencas Chacoparaná y NOA.



roca madre de la Fm Los Monos posee un querógeno principalmente Tipo III, mientras que el de la cuenca Chacoparaná posee mayor heterogeneidad y tipo III y IV. En lo que respecta a la riqueza orgánica, la Fm Los Monos posee mejores características (Figura 14).

b. Rocas madre neopaleozoicas

La sedimentación paleozoica superior cubre grandes extensiones a nivel regional (Figura 15). En nuestro país alcanza espesores mayores a los 2 kilómetros de sedimentación continental, no se conocen aún aquí registros marinos.

En la Mesopotamia las magnitudes son inferidas, no se posee información de subsuelo más allá que las constatadas en YPF.ER.N.x-1 (Nogoyá) y Villa Elisa 2 (termal-1200/20 mbbp), provincia de Entre Ríos, donde los tramos finales fueron recientemente datados Pérmicos (Figura 15).

En el pozo YPF.SE.AB.x-1 (Árbol Blanco), situado al Este de la provincia de Santiago del Estero, fueron analizadas las secciones del Carbonífero superior-Pérmico por contar con buen espesor y las mejores características como roca madre comprobadas a la fecha en la cuenca Chacoparaná (Figura 16).

Las mismas poseen un %COT actual que varían entre 0.3 a 3.2 %, pudiendo definirlas como rocas generadoras desde pobres a muy buenas (esta última característica se observó sólo en el sondeo YPF.SE.AB.x-1 (Árbol Blanco) entre los 1650-1850 mbbp).

El potencial remanente de generación de hidrocarburos resulta muy pobre ($S_2 < 2$ mg HC/gr roca) (Figura 17).

El tipo de querógeno presente en estas rocas madre es del tipo IV-III, con fuente de origen en plantas superiores, precursoras de gas hasta algunas definidas como inertes (Figura 17).

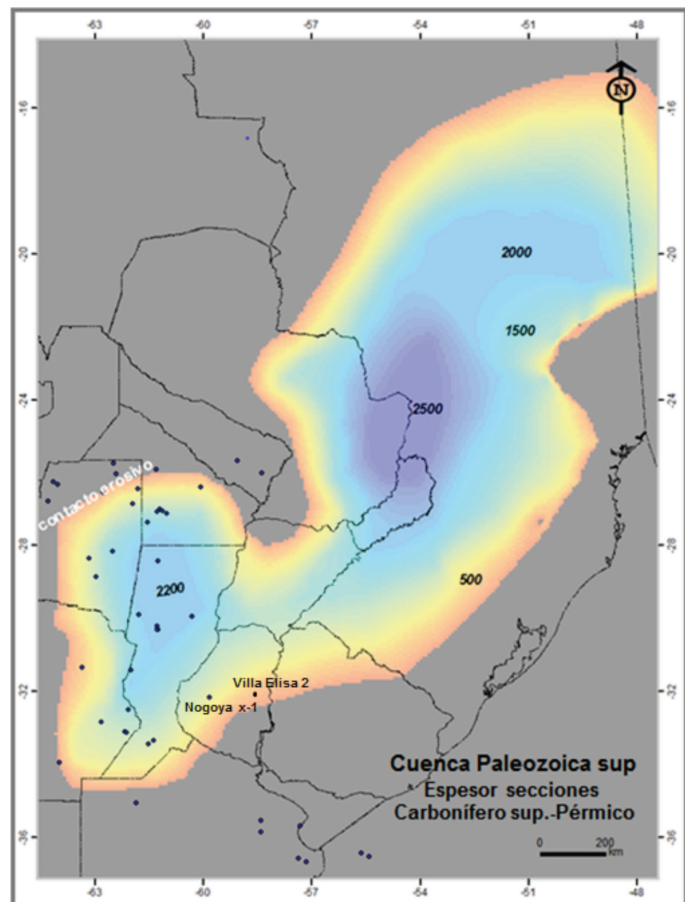


Figura 15. Distribución y potencia de secciones neopaleozoicas. Reinante, *et al.*, (2010).

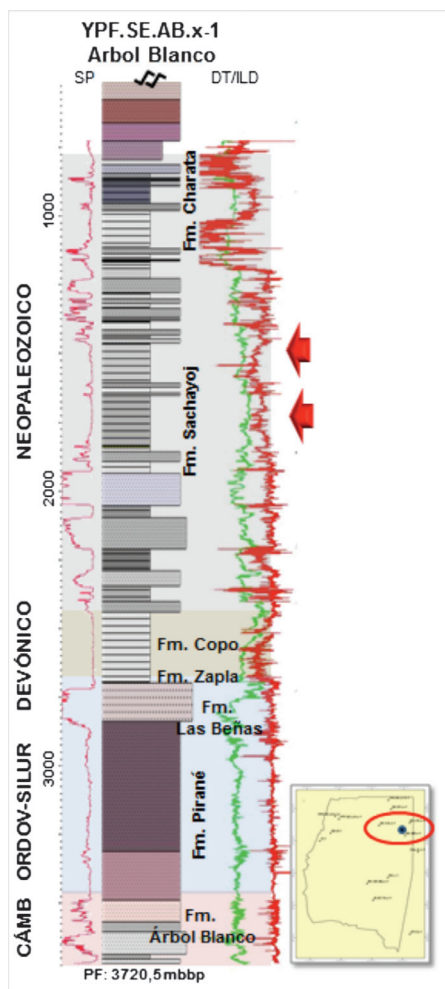
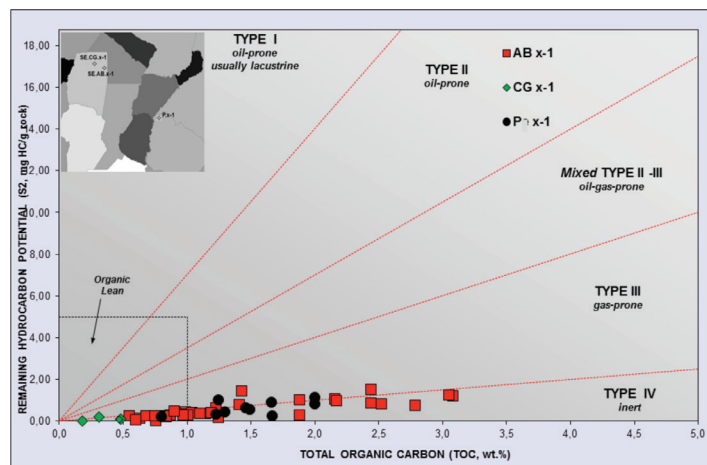


Figura 16. Esquema del sondeo YPF.SE. AB.x-1 (Árbol Blanco) e indicación de las secciones analizadas como potenciales generadoras.



Referencias:
 AB.x-1: Árbol Blanco
 CG.x-1: Campo Gallo
 P. x-1: Pelado

Figura 17. Distribución del tipo y calidad de la materia orgánica que caracteriza a los horizontes Carbonífero-Pérmicos analizados.

En lo que respecta al grado de madurez alcanzado, en función de los parámetros de $\%R_o$ y $T_{m\acute{a}x}$, se puede expresar que estas secciones tendrían una madurez térmica que llegaría a la parte media de la ventana de generación de petróleo (Figura 18).

Se analizaron y compararon, horizontes neopaleozoicos situados en posiciones diferentes de la cuenca. Tal es el caso del pozo de Ancap NO_07_P.x-1 (Pelado), localizado en Uruguay, que integrado a la información regional muestra un grado de madurez mucho mayor. Ello se explica por el efecto que producen la presencia de cuerpos ígneos favoreciendo, de manera localizada, la madurez térmica original (Figura 18).

Resumiendo, prevalecen diferentes niveles de potencialidad en los sedimentos carbonífero superior-pérmico, condicionados fuertemente por su posición en la cuenca, las variaciones climáticas imperantes durante el tiempo de depósito y los cambios desarrollados en un ambiente con variaciones del régimen de oxígeno: anóxico/disóxico-óxico.

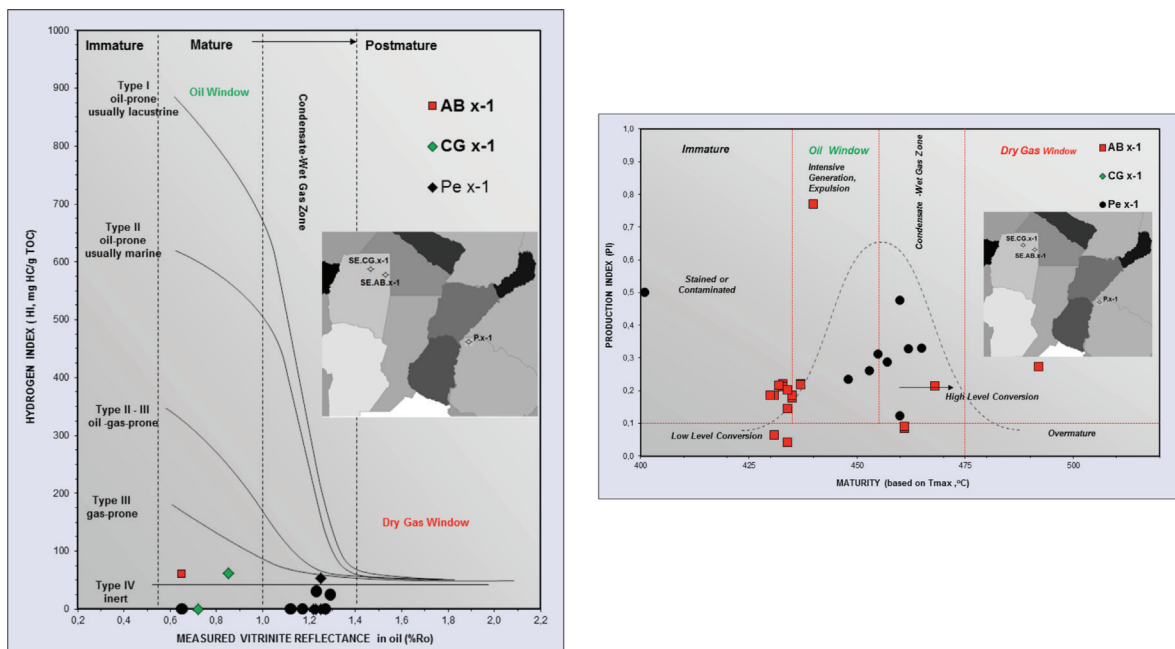


Figura 18. Distribución de las muestras en el campo de madurez térmica correspondiente a la “ventana de petróleo” y efectos de los cuerpos ígneos intruidos en el gráfico de la derecha (sondeo Pelado x-1 de Uruguay).

Bajo el concepto de sistema petrolero (SP) especulativo (?), por contar sólo con ciertas evidencias geológico-geofísicas, se armó el escenario más probable simulando el modelo evolutivo de cuenca tratando de estimar los riesgos exploratorios usando el *software BasinMod* de *Platte River*. La simulación unidimensional realizada en el pozo YPF.SE.AB.x-1 (Árbol Blanco) puso de manifiesto que sólo se podrían haber generado exiguos volúmenes de hidrocarburos.

Reservorios

Se describieron numerosas secciones de areniscas con buen rango de porosidad, moderada selección y valores de permeabilidad aceptables en toda la columna del Paleozoico superior como también en secciones del Cretácico-Jurásico.

La naturaleza de los clastos registra el predominio de individuos de cuarzo monocristalino con extinción recta y ondulosa; feldespatos representados por ortosa levemente caolinitizada, plagioclasas y fragmentos líticos compuestos por: esquistos, metacuarcitas, granitos de textura granuda hipidiomorfa y sedimentarios. Como accesorios biotita, granate y circón.

La porosidad definida como primaria y secundaria, es en general buena con espacios entre partículas del tamaño de micro a mesoporos, textura intergranular predominante e intragranular común, alcanzando rangos de hasta 26 por ciento.

El crecimiento secundario de cuarzo, junto a la cementación de calcita, son los procesos diagenéticos más frecuentes ocasionando la obliteración de los espacios porales.

Sellos

Magoon *et al.*, (1994) definieron que en un sistema petrolero hay dos importantes clases de sellos: sellos regionales que limitan la migración de hidrocarburos y sellos locales que confinan la acumulación.

Para el primer caso, las rocas volcánicas cretácicas reunidas en la Provincia Magmática Paraná-Etendeka-Angola, y distribuidas ampliamente en la cuenca Chacoparaná, pueden constituir un excelente límite para las vías migratorias de fluidos.



Figura 19. Clasificación esquemática de entrapamientos en cuenca Chacoparaná.

En tanto, las superficies sellantes de carácter local requieren propiedades petrofísicas adecuadas. Cumplirían con este requisito los frecuentes niveles intraformacionales de diamictitas descritos en la columna carbonífera-pérmica resultando efectivas barreras de permeabilidad. Los valores medidos oscilaron entre 0.009 a 0.0039 milidarcy.

Trampas

Siguiendo a Vincelette *et al.*, (1999) en su propuesta de clasificación de trampas, éstas se caracterizaron de manera informal o descriptiva partiendo de especulaciones realizadas con los datos actuales y análisis regional de las cuencas: Paraná (Brasil), Chacoparaná (Argentina) y Norte (Uruguay) reunidas bajo la misma génesis para el Neopaleozoico, fundamentalmente.

Los modelos de entrapamientos que podrían coexistir en la cuenca son caracterizados en la (Figura 19) y reflejan la evolución del conocimiento por la incorporación de nueva información e interpretaciones.

EVALUACIÓN DE ROCAS MADRE COMO RESERVORIOS NO CONVENCIONALES, TIPO SHALE

Los reservorios no convencionales tipo *shales* están constituidos por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla, pudiendo ser pelitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonatos que actúan como roca generadora (roca madre), sello y reservorio. Presentan muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos.

Para que una roca madre pueda ser considerada un *shale*, deben cumplir con una serie de requisitos geológicos que los hacen económicamente viables, a mencionar:

Parámetros	Condiciones
Riqueza orgánica	>2% COT para <i>shale gas</i> y variable para <i>shale oil</i>
Tipo de querógeno	II-III
Madurez térmica	>0,7 %Ro
Espesor	>30 m y extensión areal
Capacidad de adsorción	principalmente en <i>shale gas</i>
Fracturabilidad	contenido de arcillas < 40%
Presión	sobrepresión
Profundidad (m)	<4000 (dependiente de la capacidad técnica-económica) <i>Jarvie, 2012</i>

Producto de reportes públicos de la consultora americana Advanced Resources International Inc. (2011) sobre cálculos volumétricos de los recursos de *shale* a nivel mundial donde ubica a la cuenca Chacoparaná como una de las más prospectivas para este tipo de recursos en Argentina (Figura 20), se realizó el análisis del origen de los datos empleados cotejando las estimaciones efectuadas con los datos propios de YPF S.A.

Datos Cuenca		Cuenca Chaco Paraná (1.935.000)	
		Formación (shale)	
		Edad	
		Área prospectiva (km²)	
Extensión física	Espesor (m)	Intervalo	30,48-3658
		Ricos orgánicamente	610
		Neto	305
	Profundidad (m)	Intervalo	1524-3353
		Promedio	2286
	Propiedad reservorio	Presión reservorio	
Promedio COT (%)		2.5	
Madurez térmica (%Ro)		0.9	
Contenido arcilla		Bajo	
Recursos	Concentración GIP (Bm³/ km²)		3, 74
	Risqueado GIP (Tm³)		183,12
	Recuperable riskeado (Tm³)		45.92



Figura 20. Tabla resumen de estimaciones realizadas por ARI. Nótese la extensión de los depósitos devónicos utilizada para sus cálculos, 2011.

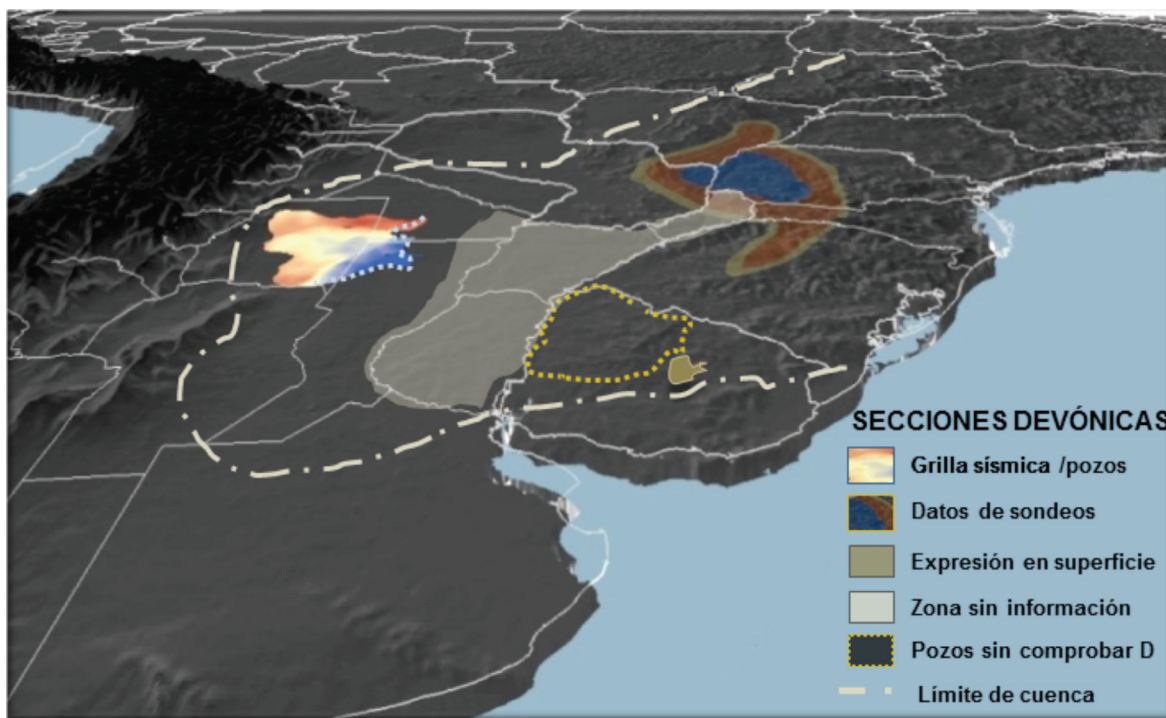


Figura 21. Detalle geográfico y especificaciones sobre los depósitos devónicos en base a los conocimientos actuales.

En los informes presentados por YPF S.A. (2012) a las distintas provincias que integraron el Plan Exploratorio Argentina se expuso consideraciones al respecto de las publicaciones realizadas. Se estimó una sobre valoración de las magnitudes utilizadas al propagar riqueza orgánica de una muy buena roca madre devónica (pelitas Gr San Alfredo, Paraguay) sin discurrir en las variaciones de organofacies, potencia de las mismas y especulando con una extensión regional continua desconociendo los efectos erosivos (véase Figura 11) responsables de la desaparición de eventos devónicos y/o la no depositación de los mismos, caso del resto de la provincia de Santa Fe, sectores de Chaco, Formosa y Córdoba (Figura 21).

Ahora bien, la misma consultora, durante el transcurso del año 2013 publica un nuevo informe replanteando parámetros y considerando la superficie de la cuenca desarrollada en territorio brasileiro (cuenca de Paraná) e involucrando sólo el tercio norte de la provincia de Misiones en sus estimaciones de recursos *shale* (Figura 22).

Datos Cuenca	Cuenca/área gross (km ²)		Cuenca Paraná (1.300.000)	
			Shale oil	Shale Gas
Extensión física	Formación (<i>shale</i>)		Ponta Grossa	
	Edad/Ambiente		Devónico/marino	
	Área prospectiva (km ²)		700	700-5880
	Espesor (m)	Ricos orgánicamente	122	122
		Neto	61	61
Propiedad reservorio	Profundidad (m)	Intervalo	2,750-3,050	2,750-3,500
		Promedio	2,900	2,900-3,200
	Presión reservorio		Normal	Normal
	Promedio COT (%)		2.0	2.0
	Madurez térmica (%Ro)		1.2	1.15-1.4
Recursos	Contenido arcilla		Bajo-medio	Bajo-medio
	Concentración	OIP (MMm ³ / km ²)	4	377
		GIP (MMm ³ / km ²)	615	
	Risqueado	OIP (MMm ³)	47	1,1
		GIP (Tcf)	15,2	
Recursos	Recuperable riesgoado		1	0,2
			3	

Figura 22. Tabla resumen de estimaciones realizadas por ARI en el año 2013 (en el mapa, rojo la estimación para gas seco y en amarillo los gas húmedo).

Como resumen se citan las principales características de las rocas madre evaluadas en la cuenca Chacoparaná, datos de YPF S.A., y su evaluación como “*shale*” cotejándolas con *shales* explotados de manera comercial en EEUU (Figuras 23 y 24).

En base a los datos analíticos con que se cuentan a la fecha en la cuenca Chacoparaná, se puede observar que los parámetros de madurez térmica y tipo de querógeno son los limitantes en la potencialidad de las rocas madre para que reúnan condiciones de *shale*.

Cuenca	Appalachian	Arkoma, Anadarko y Ardmore	CHACOPARANÁ
Shale Play	Marcellus	Woodford	Devónico
Edad (Ma)	410	370	394
Extensión (km ²)	250.000	28.900	75,000
Profundidad (km)	1,2-2,6	1,8-3,4	0,9-1,5
Gradiente presión (psi/ft)	0,15-1,40		
Porosidad (%)	10-11	3-9	
Espesor (m)	30-120	90-300	300
Espesor útil (m)	15-60	35-67	50
Tipo querógeno	II-III	II	III-II
Madurez térmica (%Ro)	0,5-2	0,5-3	0,6
COT (%)	3-12	0,6-1	0,3-1,3

Figura 23. Tabla comparativa de características en generadoras devónicas.

Cuenca	Bend Arch-Fort Worth	Arkoma	CHACOPARANÁ
Shale Play	Barnett	Fayetteville	Neopaleozoico
Edad (Ma)	320	330	270
Extensión (km ²)	13.000	23.000	10.000
Profundidad (km)	2,0 - 2,6	0,3 - 2,1	1,5-2
Gradiente presión (psi/ft)	0,43 - 0,44		
Porosidad (%)	4,0 - 5,0	2,0 - 8,0	
Espesor (m)	60 - 90	30 - 210	400
Espesor útil (m)	15 - 60	15 - 60	100
Tipo querógeno	II	II - III	III-IV
Madurez térmica (%Ro)	0,5 - 1,5	1,0 - 3,0	0,65
COT (%)	3,0 - 6,0	4,0 - 9,8	0,6-3

Figura 24. Tabla comparativa de características en generadoras neopaleozoicas.

DISCUSIÓN

La cuenca Chacoparaná cuenta con una madurez exploratoria muy baja: Los sondeos existentes fueron perforados en décadas pasadas cuando las técnicas de perforación y evaluación carecían del desarrollo actual y los pozos se encontraban distantes de los centros operativos entorpeciendo el suministro de materiales.

La regionalidad de los datos gravimétricos permitió la interpretación integral de la geometría de la cuenca (Figura 25).

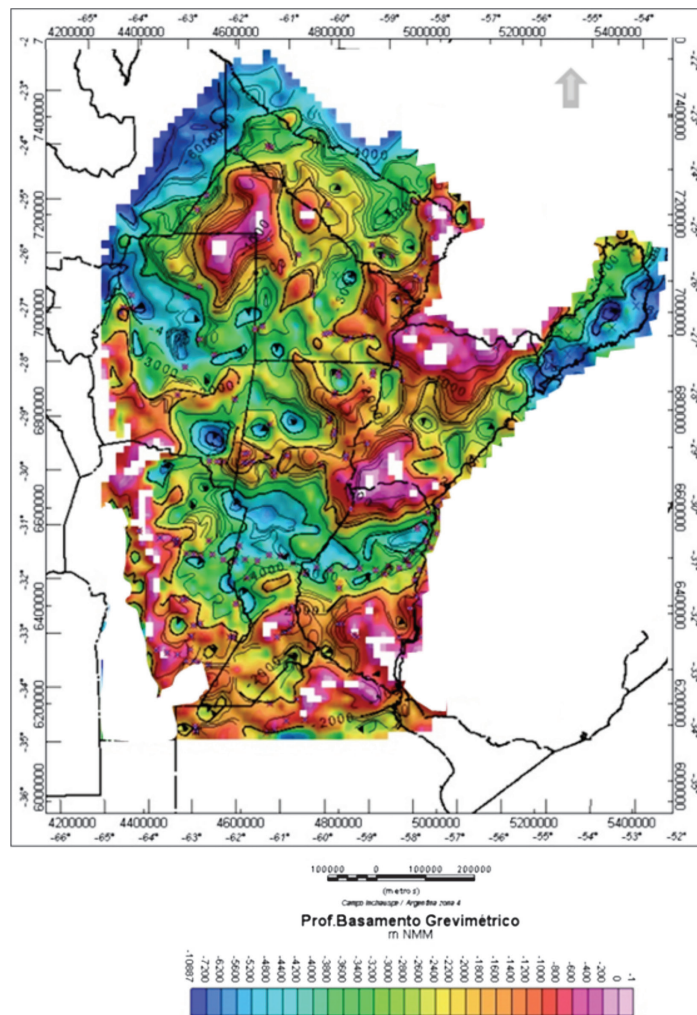


Figura 25. Mapa de profundidad del basamento gravimétrico de la cuenca Chacoparaná. Los puntos indican los datos de control (> 210).

La misma fortalece la idea de la existencia de otros depocentros, además de los mencionados en este trabajo, en zonas aún carentes de información directa de subsuelo donde el espacio de acomodación habilitaría la preservación de sedimentos paleozoicos.

La cobertura sísmica parcial, la calidad y cantidad de información de subsuelo hacen de la región una cuenca de “frontera exploratoria”.

CONCLUSIONES

- Existen extensas zonas de la cuenca Chacoparaná sin información directa de subsuelo.
- Desde la evaluación de sistemas petroleros, y en función de la información disponible, se considera como elemento crítico la limitación de horizontes generadores con características adecuadas para la generación/expulsión de hidrocarburos.
- Como reservorios no convencionales, tipo *shale*, ninguna de las rocas madre analizadas reuniría las condiciones como tal.

AGRADECIMIENTOS

A YPF S.A. por permitir la publicación de sus datos. A Federico Späth, Gabriel Álvarez y Fernando Flanzbaum por la inestimable colaboración brindada.

REFERENCIAS CITADAS

- Advanced Resources International, Inc., 2011. World shale gas resources: An initial Assessment of 14 regions outside the United States.
- Advanced Resources International, Inc., 2013. EIA/ARI World shale gas and shale oil resources assessment. Technically recoverable shale gas and shale oil resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States.
- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Publicação dos dados reservas petróleo e gás natural do Brasil em 31/12/2011.
- Bellieni, G., P. Brotzu, P. Comin-Chiaramonti, M. Ernesto, A. Melfi, I. Pacca, E. Piccirillo. and D. Stolfa. 1984a. Flood basalt to rhyolite suites in the southern Parana plateau (Brasil): paleomagnetism, petrogenesis and geodynamic implications. *Journal of petrology* 25: 579-618.
- Carvalho Lisboa, A., D. Azevedo, F. Gonçalves, L. Landau. 2005. Aplicação da geoquímica orgânica no estudo dos folhelhos oleígenos neopermianos da Formação Irati-borde Leste da Bacia do Paraná-São Paulo, Brasil. 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. S. Salvador-BA.
- Ernesto, M., M. Raposo, L. Marques, P. Renne, L. Diogo and A. Min. 1999. Paleomagnetism, geochemistry and $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ dating of the north-eastern Paraná Magmatic Province: Tectonic implications: *Journal of Geodynamic*, vol.28: 321-340.

- Jarvie, D., 2012. Shale resource systems for oil and gas: Part 1. Shale-gas resource systems, in J. A. Breyer, ed., *Shale reservoirs-Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir 97*, p. 72-73.
- Kern, M., R.Pacheco, V. Engelke, N.Franco, M.Blanco y W. Kalkreuth. 2005. Estudo e caracterização palinológica, petrológica e geoquímica orgânica das duas principais seqüências de rochas geradoras da Bacia do Paraná. 3° Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador-BA.
- Magoon, L. y W. Dow. 1994. The petroleum system from source to trap. AAPG. Memoir 60.
- Marengo, G. 2006. Micropaleontología y estratigrafía del Mioceno marino de la Argentina: las transgresiones de Laguna Paiva y del Entrerriense-paranense. Tesis doctoral. Universidad Nacional de Buenos Aires. Tomos I y II. Inédita.
- Marzoli, A., L. Melluso, V. Morra, P. Renne, I. Sgroso, M. D'Antonio, L. Duarte Morais, E. Milani, E. Catto. 1998. Petroleum geology of the Paraná Basin, Brazil. AAPG International Conference. Río de Janeiro, Brasil
- Morais, E.A. y G.Ricci. 1999. Geochronology and petrology of Cretaceous basaltic magmatism in the Kwanza basin (western Angola), and relationships with the Paraná-Etendeka continental flood basalt province. *Journal of Geodynamics*, vol. 28: 341-356.
- Olivieri, G., 2010. Interpretación sísmica cuenca Chacoparaná. Plan Exploratorio Argentina. YPF S.A.
- Padula, V. 1969. Oil shale of Permian Iratí Formation, Brazil. AAPG. Vol.53.N°3: 591-602.
- Reinante, S., A. Salinas, G. Olivieri. 2010. Evaluación regional de la cuenca Chacoparaná: provincias Formosa, Chaco, Santa Fe, Córdoba, Misiones, Entre Ríos. Plan Exploratorio Argentina. YPF S.A.
- Renne, P., M. Ernesto, I. Pacca, R. Coe, J. Glen, M. Prevot y M. Perrin. 1992. The age of Paraná flood volcanism, rifting of Gondwanaland and the Jurassic-Cretaceous boundary. *Science*, vol.258: 975-979.
- Renne, P., K. Deckart, M. Ernesto, G. Feraud y E. Piccirillo. 1996a. Age of the Ponta Grossa dike swarm (Brazil) and implications to Paraná flood volcanism. *Earth and Planetary Science Letters*, vol.144: 199-211.
- Salinas, A., 2010. Interpretación sísmica secuencias Paleo-Mesozoicas-Neógenas en cuenca Chacoparaná. YPF S.A.
- Stewart, K., S. Turner, S. Kelley, C. Hawkesworth, L. Kirstein y M. Mantovani. 1996. 3-D, 40Ar/39Ar geochronology in the Paraná continental flood basalt province. *Earth and Planetary Science Letters*, vol.143: 95-109.
- Thiede, D. y P. Vasconcelos. 2010. Paraná flood basalts: Rapid extrusion hypothesis confirmed by new 40Ar/39Ar results. *Geology*, vol.38 (8): 747-750.
- Turner, S., M. Regelous, S. Kelley, C. Hawkesworth y M. Mantovani. 1994. Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision 40Ar/39Ar geochronology. *Earth and Planetary Science Letters*, vol. 121, 333-348.
- Turner, S., D. Peate, C. Hawkesworth y M. Mantovani. 1999. Chemical stratigraphy of the Paraná basalt succession in western Uruguay: further evidence for the diachronous nature of the Paraná magma types. *Journal of Geodynamics*, vol.28: 459-469.
- Vincelette, R; E. Beaumont y N. Foster. 1999. Classification of exploration traps. *Exploring for oil and gas traps. AAPG special publications: 2-1, 2- 42.*