

Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo *shale* de las cuencas productivas de la Argentina

Por Lic. Luis Stinco y Dra. Silvia Barredo



En el presente texto se analizan en profundidad y de manera actualizada, los elementos que llevan a distinguir los reservorios convencionales de los no convencionales, con el foco puesto en los reservorios del país.

En un sistema petrolero, de acuerdo con Magoon y Dow (1994), se definen los elementos esenciales: rocas generadora, reservorio, sello y de carga geostática. Asimismo, se describen los procesos: generación, migración, formación de una trampa, acumulación y preservación en el tiempo. Esta sistemática corresponde a reservorios convencionales y puede extenderse hacia los reservorios naturalmente fracturados.

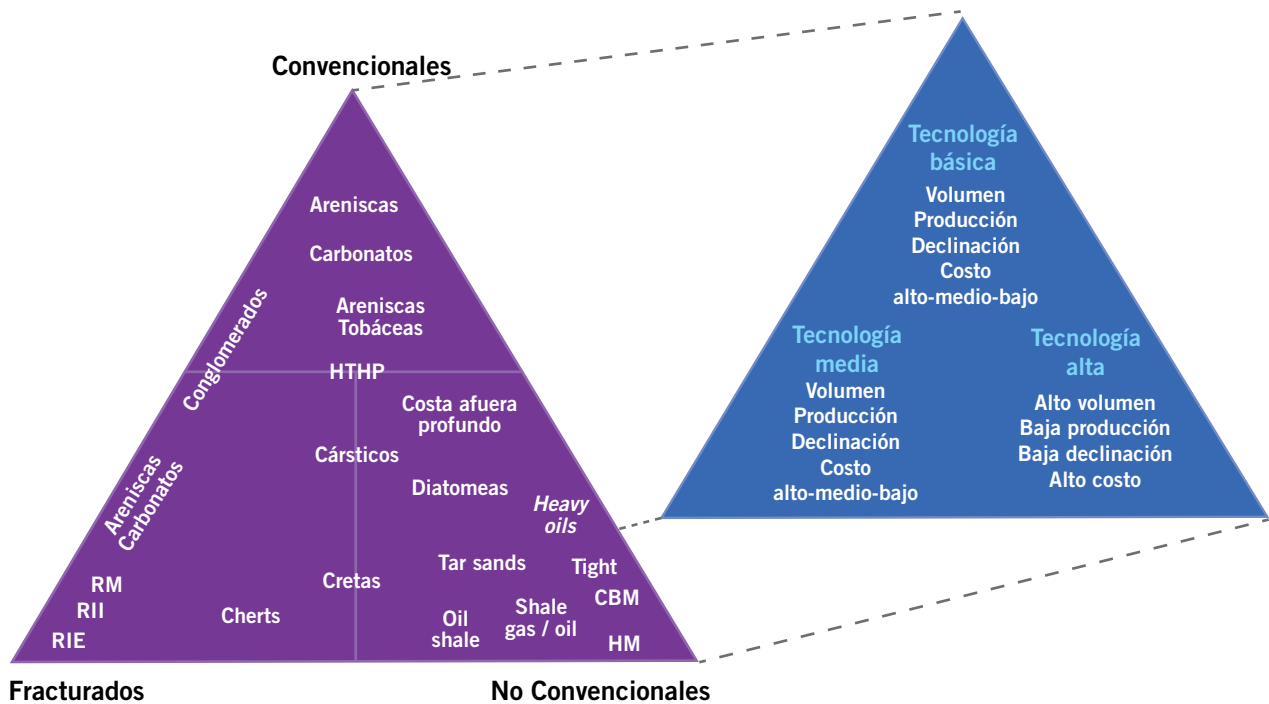
Sin embargo, cuando se hace referencia a los reservorios no convencionales, no siempre es necesario contar con todos los elementos y procesos requeridos para los reservorios convencionales, y naturalmente fracturados para efectivamente encontrar una acumulación de hidrocarburos.

Conceptualmente, y de acuerdo con Holditch (2003), un reservorio convencional es aquel que puede producir hidrocarburos en volúmenes comerciales y económicos sin que resulte necesario aplicar estimulaciones y/o procesos especiales de escala. De manera similar, se extiende este concepto hacia los naturalmente fracturados, con la salvedad de que estos presentan complejidades inherentes a la presencia de fisuras que tornan más compleja la perforación, adquisición de datos directos e indirectos, completación y producción del gas y petróleo. Por su parte, el mismo autor sostiene que los reservorios no convencionales requieren estimulaciones masivas y/o procesos especiales para lograr producir los hidrocarburos.

Los reservorios no convencionales *shale* y *tight* en la Argentina

En la figura 1, se presenta la taxonomía de los reservorios sobre la base de las características inherentes a la tecnología asociada con su exploración y desarrollo. De la misma se desprende que dentro de los reservorios no convencionales se incluyen a diatomeas, *heavy oils*, *tar sands*, *oil shale*, *shale gas/oil*, *tight*, metano atrapado en mantos de carbón (CBM) e hidratos de metano (HM).

En particular, en nuestro país contamos con 6 cuencas productivas de hidrocarburos de manera económica: Paleozoica, Cretácica, Cuyana, Neuquina,



RM: rocas metamorfoicas **RII:** rocas ígneas intrusivas
HTHP: alta presión y alta temperatura **RIE:** rocas ígneas extrusivas
RM: hidratos de metano **CBM:** metano entrampado en mantos de carbón

Figura 1. Taxonomía de reservorios (Stinco, 2009).

Golfo San Jorge y Austral (figura 2). En estas se distribuyen más de 60 formaciones geológicas reconocidas como productivas de hidrocarburos, de las cuales 15 pueden ser categorizadas como potenciales reservorios no convencionales entre los del tipo *shale* y *tight* (figura 3), excluyendo el CBM (Stinco, 2013).

Dadas las características propias que presentan las rocas generadoras en las cuencas productivas (contenido de carbono orgánico total -COT- ma-

yor que 2% en peso; reflectancia de vitrinita -Romax- entre 0,6 y 2,2%; índice de hidrógeno -HI- mayor que 150 mgHC/gCOT, SPI mayor que 1 t HC/m²; kerógenos tipo I, II, III, espesores mayores a 30 metros; haber estado soterrados dentro de las ventanas de generación de hidrocarburos; un contenido mínimo de pelitas mayor a 40%; entre otros), es posible considerar a todas ellas como potenciales reservorios no convencionales del tipo *shale*.

Recursos asociados con los reservorios no convencionales *shale*

Diversos trabajos (Secretaría de Energía de la Nación -SEN-, 2011; Energy Information Administration -EIA-, 2013; Barredo y Stinco, 2013), aplicando diferentes metodologías, le asignan a distintas unidades importantes volúmenes de hidrocarburos

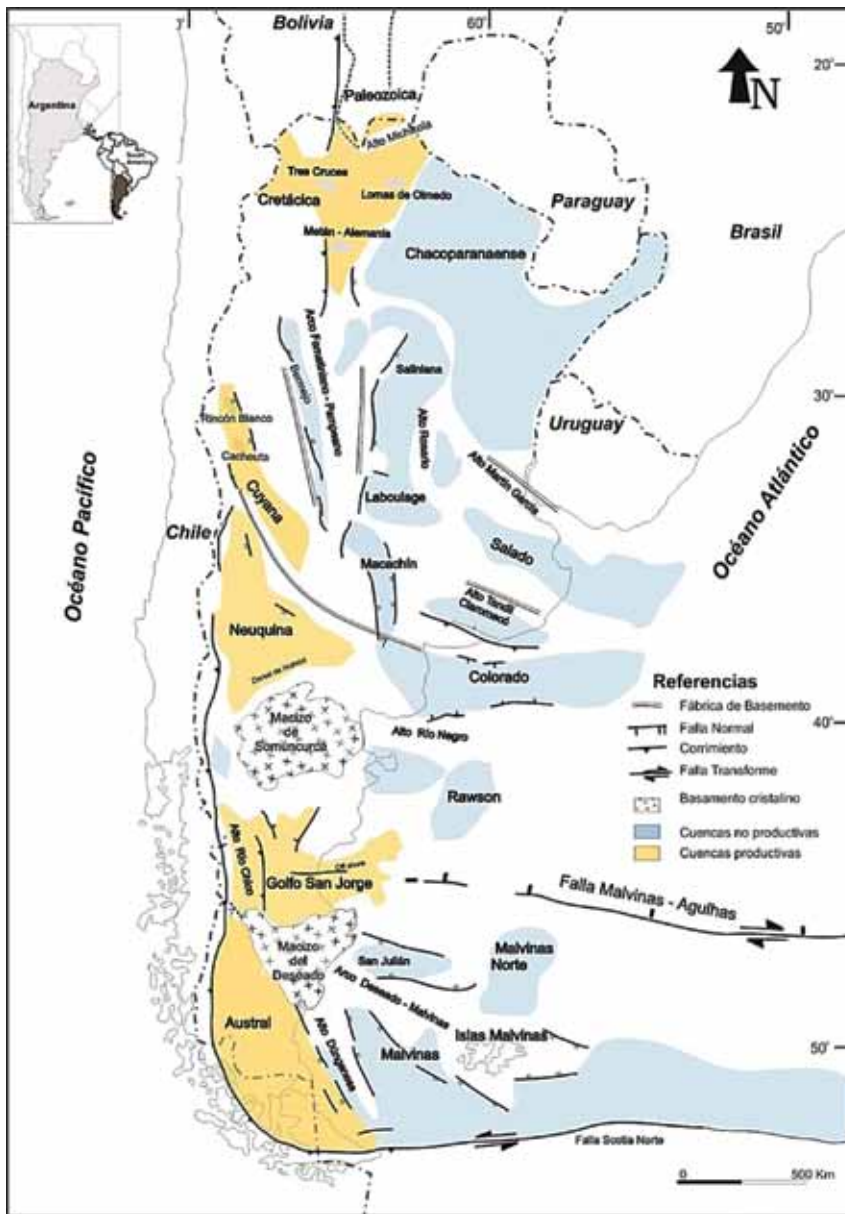


Figura 2. Cuencas sedimentarias objetivo de exploración y explotación de hidrocarburos en Argentina (Barredo y Stinco, 2013).

como recursos. En particular, el trabajo de la SEN (2011) calcula solo valores de gas, así como el correspondiente a la EIA (2013), además de gas, le asigna unos 27 BBO a la Argentina. Barredo y Stinco (2013), a partir del modelo estocástico, utilizando el método de Monte Carlo (Newendorp, 1975) de las variables establecidas por Schmoker (1994), y ajustadas de acuerdo con Kurchinskiy et al. (2012) (área, espesor, densidad de la roca generadora, COT, HI, factor de retención, factor de recuperación, presencia de sello, historia de soterramiento, existencia de campos); también estiman valores de recursos para gas *in situ* que se amplían en este trabajo. La figura 4 resume los recursos estimados en los diferentes trabajos por los distintos estudios.

Comparación entre las rocas generadoras de Argentina y las de América del Norte

En la figura 5 se presenta una comparación entre las rocas generadoras de las cuencas productivas de Argentina con algunas correspondientes a América del Norte, y que además son actualmente objetivos no convencionales del tipo *shale*.

Como puede observarse, las formaciones argentinas se caracterizan por su mayor espesor, variabilidad litofacial-temporal (desde el Paleozoico hasta el Mesozoico), y además porque las mismas han sido depositadas en ambientes marinos y continentales.

Cuenca	Formación	Shale gas/oil	Tight
Paleozoica	Los Monos	x	
Cretácica	Yacoraite		x
Cuyana	Potrecillo		x
	Cacheuta	x	
	Precuyano	x	
	Los Molles	x	
Neuquina	Vaca Muerta	x	
	Agrio	x	
	Punta Rosada		x
	Lajas		x
Golfo	Neocomiano	x	
	San Jorge	Pozo D-129	x
Austral	Serie Tobífera		x
	Palermo Aike	x	

Figura 3. Unidades objetivo como reservorios no convencionales *shale* y *tight*, por cuenca productiva en Argentina. Modificado de Stinco (2013).

SEN 2011		EIA 2013		
Formación	TCF	Formación	TCF	BBO
Los Monos	34	Ponta Grossa	3,2	0
Los Molles	259	Los Molles	275,3	3,7
Los Molles-Lajas	2	Vaca Muerta	307,7	16,2
Vaca Muerta	109	Neocomiano	50,8	0
D-129	246	D-129	34,8	0,5
Palermo Aike	91	Palermo Aike	129,5	6,6
Total	741	Total	801,3	27

Barredo y Stinco*, Stinco y Barredo 2014**		
Cuenca	Formación	Recursos (TCF)
Paleozoica	Los Monos**	40
Cretácica	Yacoraite**	5
Cuyana	Cacheuta**	15
Neuquén	Precuyano*	5
Neuquén	Los Molles*	190
Neuquén	Vaca Muerta*	220
Neuquén	Agrio*	40
Golfo San Jorge	Neocomiano**	20
Golfo San Jorge	D-129*	100
Austral	Serie Tobífera**	5
Austral	Palermo Aike*	160
Total		800

Figura 4. Recursos estimados por formación como reservorios no convencionales *shale* (SEN, 2011, solo gas; EIA, 2013 gas y petróleo; Barredo y Stinco, 2013; este trabajo solo gas).

Unidad	Los Monos	Yacoraite	Cacheuta	Precuyano	Los Molles	Vaca Muerta	Agrio	Neocominiano	D-129	Serie Tobísfera	Palermo Aike
Espesor	500 a 1.000	5 a 50	50 a 400	50 a 1.100	100 a 800	25 a 450	50 a 400	500 a 1.800	1.000 a 2.000	5 a 25	50 a 400
TOC (%)	0,5 a 1,5	0,5 a 6	3 a 10	2 a 11	1 a 5	3 a 8	2 a 5	0,5 a 3	0,5 a 3	1 a 3	0,5 a 2
Tipo de K	II/III a III/IV	II - III	I	I a I/III	II - III	I/II	II a II/III	II/III	I/II a II/III	II a III	II - III
Edad	Silúrico										
	Devónico Superior	Cretácico alto	Triásico	Triásico alto	Jurásico bajo	Jurásico alto	Cretácico bajo	Cretácico bajo	Cretácico bajo	Jurásico medio/alto	Cretácico bajo
Ambiente	Marino	Lacustre	Lacustre	Lacustre	Marino	Marino	Marino	Lacustre	Lacustre	Lacustre	Marino

Unidad	Barnett	Haynesville	Marcellus	Antrim	New Albany	Lewis	Ohio Shale	Woodford	Fayetteville	Eagleford	Utica -C-
Espesor	100	80	5 a 100	50	30 a 120	150 a 450	90 a 300	100 a 120	15 a 170	5 a 200	75 a 300
TOC (%)	2 a 6	4	2 a 10	2 a 24	7 a 15	0,5 a 2,5	4 a 6	3 a 7	3 a 15	1 a 6	2
Tipo de K	II a II/III	II	II a II/III	I	II	I a II	II	I a II	II a II/III	II	II/III
Edad	Carbonífero bajo	Jurásico alto	Devónico medio	Devónico alto	Devónico alto	Cretácico alto	Devónico alto	Devónico alto	Carbonífero bajo	Cretácico alto	Devónico medio
Ambiente	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino

Figura 5. Comparación entre las rocas generadoras de Argentina y algunas de las más importantes de América del Norte (Hill et al., 2004; Jarvie, 2004; Schamel, 2005; Loucks y Ruppel, 2007; Bustin et al., 2009; Hammes y Carr, 2009; Broadhead, 2010; Bruner y Smosna, 2011; Legarreta y Villar, 2011).

Con respecto a los tipos de kerógeno y valores de COT son equiparables.

En la figura 6 se comparan valores típicos característicos de Romax vs COT de las rocas generadoras y reservorios no convencionales *shale* de América del Norte con las analizadas en este trabajo.

Asimismo, en la figura 7 se realiza la comparación entre la presión y la temperatura correspondientes para el mismo grupo de formaciones.

Como se deduce de las comparaciones, las características comparativas resultan favorables para las formaciones argentinas, por lo que se vuelven muy atractivas a nivel mundial.

El término *shale*

En este trabajo, se utiliza el término *shale* (mudrock, mudstone) de acuerdo con la definición granulométrica correspondiente a “pelita o fangolita”: roca sedimentaria de grano fino con tamaños menores que 1/16 de milímetro (Udden, 1898; Wentworth, 1922; Pettijohn, 1975; Spalletti et al., 2013), y que incluyen a las limolitas (62 a 3.9 micrones) y a las arcilitas (menores que 3.9 micrones). La diferenciación entre estas no es posible a simple vista. Las pelitas tienen más del 50% de sus constituyentes siliciclásticos representados por partí-

culas menores que 62 micrones. Si la composición de sus componentes es siliciclástico-carbonático, se denominan margas.

La pelita puede denominarse lutita cuando presenta fisilidad, la propiedad de partirse por planos de disposición subparalela a la estratificación. Su desarrollo está vinculado a la fábrica y/o textura de la roca, presencia de minerales planares (micas, arcillas), contenido de materia orgánica y laminación (Lundegard y Samuels, 1980). Esta propiedad corresponde a un fenómeno de meteorización y varía con la naturaleza y duración del mismo. En un afloramiento es posible encontrar en la

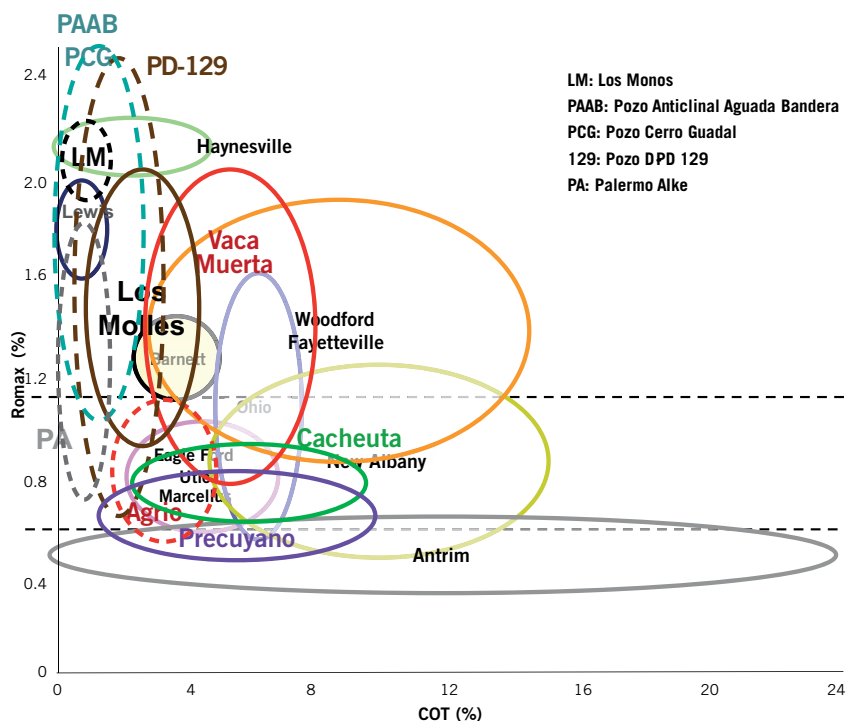


Figura 6. Comparación de Romax vs COT entre rocas generadoras de América del Norte y las formaciones tratadas en el presente trabajo (información de EE.UU. tomada de Bustin *et al.* 2009).

parte expuesta y más meteorizada fisilidad, así como en la parte protegida y fresca de la roca ausencia de la misma. Para Lundegard y Samuels (1980), la fisilidad no es un factor determinante; su utilidad se reduce a muestras de superficie y, como propiedad, carece de significado genético.

Según Pettijohn (1975), las pelitas con contenido de materia orgánica pueden corresponderse a la serie del carbón (húmicas), o bien a pelitas de la serie del petróleo (sapropélicas).

Marco tectosedimentario de las cuencas productivas

Las cuencas sedimentarias pueden ser consideradas como porciones de la litosfera que han sufrido una prolongada subsidencia como respuesta mecánica de sus materiales ante procesos termo-mecánicos derivados de las fuerzas tectónicas (Barredo, 2012). Es tal vez por ello que, el control de primer orden en la geometría de una cuenca, es el ambiente tectónico donde se ha desarrollado. Por otro lado, esa geometría ejerce un control fundamental no solo en la sedimentación sino también en la ubicación geográ-

fica de los ambientes resultantes. En cada cuenca, las características mecánicas de las fallas limitantes, si se trata de rifts, y/o de la flexión litosférica, si se trata de un antepaís, son las que proveen la morfología final de la depresión y gran parte de su subsidencia asociada. De esto último se deduce que la arquitectura de la cuenca y cómo esta evoluciona en el tiempo, serán parámetros fundamentales en el control de las tasas de sedimentación, tamaño de grano, migración de canales, episodios de avulsión y el desarrollo de planicies de inundación y/o lagos (Barredo, 2004; Allen y Allen, 2005; Barredo y Stinco, 2013). Las secuencias depositacionales resultan entonces, de la compleja interacción entre la tasa de aporte de sedimentos, el espacio de acomodación (ambas variables controladas por la tectónica pero también por el clima), y las variaciones del nivel de base (geomórfico/estratigráfico), que a su vez también depende de la variable tectónica y climática (Burov y Poliakov, 2003; Allen y Allen, 2005). Las rocas generadoras, que son objeto de estudio en esta contribución, muestran evidencias claras de la influencia que tanto la tectónica como el clima ejercieron, no solo en

su inserción, sino también en su evolución y en su capacidad de acumular y preservar la materia orgánica en el tiempo (Barredo, 2004; Zamora *et al.*, 2008; Sassali *et al.*, 2011).

Las cuencas Cuyana, Austral y Neuquina se formaron como rifts continentales durante Triásico-Jurásico, a partir de esfuerzos diferenciales de intraplaca que derivaron en la extensión en la región de backarc del antiguo sistema convergente pacífico (Barredo, 2004; Llambías *et al.*, 2007; Giambiagi *et al.*, 2009; Barredo, 2012; Stinco y Barredo, 2014). Algunos autores consideran que la extensión se debió fundamentalmente a los esfuerzos extensivos inducidos por la incipiente apertura del Atlántico (Uliana *et al.*, 1989; Ramos y Kay, 1991; entre otros). Sin embargo, y sobre la base de que la litosfera estaba compuesta por dominios corticales mecánicamente diferentes en la región del arco (Llambías *et al.*, 2007), y que estos a su vez eran mecánicamente diferenciables de las áreas cratónicas, es poco probable que la litosfera heterogénea haya sido eficiente al momento de transmitir los esfuerzos elásticos que derivaron de la ruptura a lo largo de grandes regiones (Zerfass *et al.*, 2004; Barredo, 2004). La Cuenca Golfo San Jorge, por otro lado, es el resultado de la evolución de un aulacógeno controlado por el lineamiento transforme Malvinas-Aghulas (Sassali *et al.*, 2011; Barredo y Stinco, 2010; 2013), en tanto que las cuencas Paleozoica y Cretácica exhiben una compleja y recurrente historia extensional-flexural.

En el caso particular de las cuencas extensionales, exhiben una notable influencia de la fábrica basamental, dada tanto por la reactivación de estructuras preexistentes como por un recurrente retrabajo litosférico (Barredo, 2004; Llambías *et al.*, 2007; Giambiagi *et al.*, 2009; Barredo 2012; entre otros). Los rifts conformaron sistemas ortogonales a oblicuos y de rumbo (Barredo, 2004; Zerfass *et al.*, 2004; Giambiagi *et al.*, 2009; entre otros), compuestos por fallas segmentadas, sigmoides y con su mayor desplazamiento perpendicular, cerca del centro de la falla, con fuerte pérdida de desplazamiento hacia los tips. Es por ello que los depocentros se desarrollaron como subcuencas asimétricas, con una sección asimétrica en

forma de cuchara, separadas por altos intracuencales (Barredo, 2012). Las cuencas flexurales también desarrollaron una sección asimétrica pero más alargada que las anteriores, que produjeron los típicos rellenos en cuñas (Milana y Jordan, 1989), solo localmente transformados cuando la litosfera afectada fue previamente sometida a extensión (Barredo y Stinco, 2010; Rincón et al., 2011). En todos los casos, el relleno de estas grandes cubetas comprendió rocas clásticas, carbonáticas y piroclásticas derivadas de ambientes continentales y marinos, y en todas se ha podido determinar que la interacción tectónica-clima-variación del nivel de base fue un factor condicionante en su evolución.

En el caso particular de los depósitos continentales, el control fue ejercido principalmente por el nivel de base local, determinado muchas veces por la presencia de un lago/barreal-playa. Los sistemas lacustres de gran envergadura han sido el receptáculo de los sedimentos que hoy constituyen las rocas generadoras, como así también los objetivos como reservorios no convencionales.

Más del 90% de la concentración de la materia orgánica se ubica entre el Silúrico y el Terciario, con máximos ubicados en el Jurásico, Cretácico y Terciario (Klemme y Ulmishek, 1991). Estos ciclos de máxima son coincidentes con los eventos tectónicos que tuvieron lugar durante la evolución del margen de Gondwana. Por esta razón, comprender la historia de los límites de las placas y la dinámica de las cuencas tiene implicancias directas en la historia y hábitat de los hidrocarburos (Barredo y Stinco, 2013).

Cuenca Paleozoica

En la Argentina, la Cuenca Paleozoica (figura 2) sobrepasa los 10 kilómetros de espesor (Cruz et al., 2002) y alcanza un desarrollo areal de unos 25.000 km², si bien su mayor extensión se concreta en Bolivia. Estas características derivan de un origen complejo como cuenca de flexión localmente modificada por la reactivación de antiguas estructuras extensivas derivadas de los rifts cambro-ordovícicos.

Asimismo, Cruz et al. (2002) proponen a la Formación Kirusillas (en la faja

corrida del Subandino Sur) y a las unidades del Devónico Inferior -Lochkoviano- (en el entorno de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia) como las rocas generadoras más antiguas reconocidas.

No obstante, la roca generadora más importante de la cuenca es la Formación Los Monos. El potente paquete de pelitas se acumuló entre el Devónico Medio al Superior alcanzando un espesor variable entre los 500 y 1.000 metros. Presenta un COT que varía entre 0,5 y 1,5%, Romax (%) entre 1,8 y 2,2, HI de 300-400 mgHC/gCOT (figura 8), SPI entre 1 a 3 t HC/m², kerógeno tipo II/III a III/IV y VKA (Legarreta y Villar, 2011), que sugiere un importante aporte terrígeno. La Formación Los Monos es la unidad que se considera potencialmente objetivo como reservorio no convencional del tipo shale en la cuenca.

Cuenca Cretácica

La Cuenca Cretácica (figura 2) cubre un área de 53.000 km² y comprende a tres depocentros mayores de configuración asimétrica: Metán-Alemania, Lomas de Olmedo y Tres Cruces (Disalvo et al., 2002). Esta disposición particular se debe a que las cuencas siguen antiguas zonas de debilidad asociadas al control litosférico de primer orden, que ejerce la sutura con el antiguo terreno de Famatina (Barredo y Stinco, 2013). Asimismo, el espacio de acomodación que permitió la acumulación y preservación de importantes niveles de pelitas con materia orgánica, se debe a la reactivación recurrente de las fallas extensionales, en particular durante el pasaje a condiciones de flexión litosférica durante el Cretácico-Terciario (Barredo y Stinco, 2010).

La Formación Yacoraita, objetivo como reservorio no convencional tight, es la roca generadora de la cuenca, alcanzando unos 50 m de espesor, con un COT que varía entre 0,5 y 6%, Romax (%) entre 0,6 y 1, HI 300-750 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 1 t HC/m², kerógenos tipo II a III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo.

Cuenca Cuyana

La Cuenca Cuyana (figura 2) alcanza una potencia cercana a los 3.700 metros (Barredo, 2012), y se desarrolla

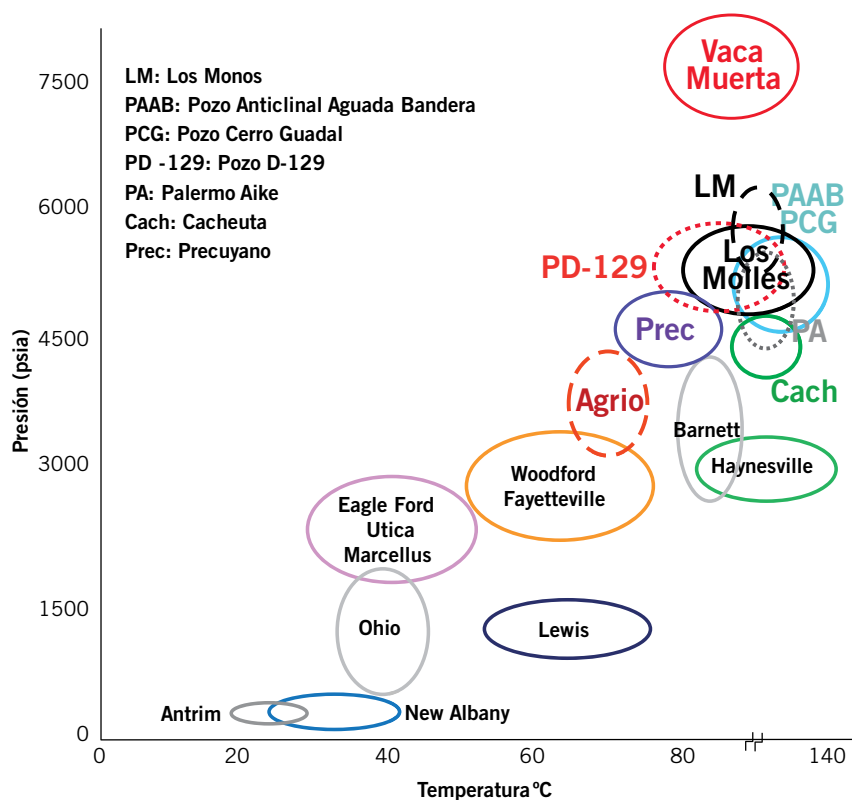


Figura 7. Comparación de temperatura vs presión entre rocas generadoras de América del Norte y las formaciones tratadas en el presente trabajo (información de EE.UU. tomada de Bustin et al. 2009).

en una superficie de aproximadamente 43.000 km². Cuenta con tres rocas generadoras, a saber: formaciones Cerro de las Cabras, Potrerillos y Cacheuta, siendo esta última la más importante de todas. La Cuenca Cuyana es también un ejemplo claro del control de basamento, como puede observarse a través de su persistente orientación NW-SE (Zeil, 1981; Ramos, 1988; Uliana et al., 1989; Barredo, 2004). Similares características fueron observadas en las cuencas Ischigualasto Villa Unión y Pagancillos, cuyos rellenos son cronológicamente similares. Además de la orientación preferencial, puede decirse que la localización de las pelitas con materia orgánica estuvo fuertemente controlada por la evolución de las fallas controlantes del rift que permitieron durante el clímax de la actividad elástica, formar cubetas profundas. Asimismo, el clima subtropical a templado con estación seca favoreció el suministro de agua a la cuenca y la producción orgánica. Se formaron así lagos hidrológicamente balanceados próximos a las fallas con marcada ciclicidad en el relleno.

La Formación Cerro de las Cabras alcanza un 10% de COT, tiene kerógeno del tipo II-III y III-IV, pero los niveles de maduración no son los óptimos y hasta la fecha no está clara su eficiencia como roca generadora (Zencich et al., 2008).

La Formación Potrerillos, que hacia sus niveles superiores comprende a depósitos lacustres, tiene kerógeno

tipo II-III y valores de HI de 100-400 mgHC/gCOT, con potencialidad de generación de hidrocarburos (Zencich et al., 2008); sin embargo, en la actualidad a estas rocas se las tiene, en principio, como objetivos del tipo *tight*.

La Formación Cacheuta es la roca generadora por excelencia de la cuenca. Alcanza espesores variables entre 50 y 400 metros, un COT que varía entre 3 y 10%, Romax (%) entre 0,6 y 1, HI de 600-900 mgHC/gCOT (figura 8), SPI entre 3 a 10 t HC/m², kerógeno tipo I y VKA (Legarreta y Villar, 2011) de material algáceo amorfo con limitada participación terrestre. La Formación Cacheuta es la unidad objetivo como reservorio no convencional del tipo shale en la cuenca.

Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina (figura 2) desarrolla una potencia mayor a los 6.000 m y cubre alrededor de 115.000 km². Se caracteriza por tener cuatro rocas generadoras, las formaciones Puesto Kauffman, Los Molles, Vaca Muerta y Agrio (Gulisano y Gutierrez Pleimling, 1994), incluyendo a dos de las más importantes del país, las formaciones Vaca Muerta y Los Molles. Se trata de una cuenca de back-arc con influencia marina. De manera que los controles primarios resultaron de la interacción entre la tectónica y las variaciones eustáticas, es decir que a los recurrentes eventos extensionales de la etapa de

rift y la actividad volcánica concomitante, se sumaron las intrusiones marinas, en particular durante la relajación térmica de los esfuerzos. Algunos sectores de la cuenca, además, presentan evidencia de inversión tectónica de fallas normales por el ascenso de la dorsal de Huinca, aun cuando estas se encontraban en actividad. Las pelitas que son generadoras, provienen de ambientes lacustres y marinos. En el primer caso, se trató de un ambiente dominado por la geometría resultante de la actividad de las fallas, cuya evolución fue condicionada por el volcanismo sincrónico y el clima semiárido. En el segundo caso, fue el efecto combinado de la topografía generada por la evolución del rift y del mar que invadió gran parte de la cuenca.

Hacia el sur y el este de la cuenca, durante el Triásico Superior, se depositaron pelitas en cuerpos lacustres, marcadamente cíclicos, que corresponden a las rocas generadoras de la Formación Puesto Kauffman, que pueden ser objetivos como reservorios no convencionales del tipo *shale*. Esta unidad alcanza cerca de 1.000 m de espesor, tiene un COT que varía entre 2 y 11%, Romax (%) entre 0,4 y 0,8, HI hasta 900 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 10 t HC/m², kerógeno tipo I a I/III y un VKA (Legarreta y Villar, 2011), que sugiere un importante aporte terrestre adicionado a la producción algácea lacustre.

Los depósitos de la Formación Los Molles varían entre 100 y 800 m de

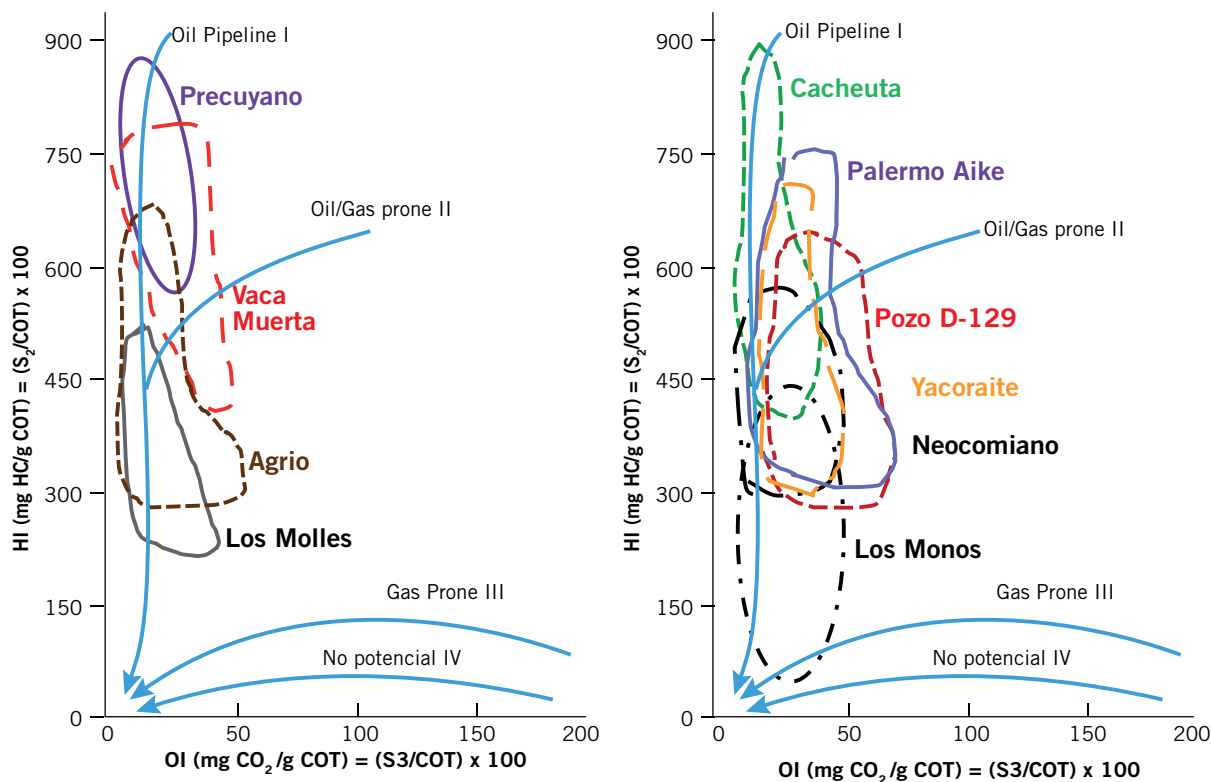


Figura 8. Gráficos Van Krevelen modificados para las rocas generadoras que son consideradas como objetivos no convencionales del tipo *shale* (Lewan, 1991; Cruz *et al.*, 2002; Zencich *et al.*, 2008; Legarreta y Villar, 2011).

espesor, y reflejan la historia evolutiva de la cuenca. Esta unidad es la segunda en importancia de la cuenca; tiene un COT que varía entre 1 y 5%, Romax (%) entre 0,8 y 2, HI de 300-500 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 6 t HC/m², kerógenos tipo II-III y un VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo con contribución terrestre variable. La Formación Los Molles es un objetivo como reservorio no convencional que reúne las condiciones de los tipos *shale* y *tight* en donde se encuentran canales submarinos controlados por la paleotopografía.

La Formación Vaca Muerta cuenta con un espesor variable entre 25 y más de 450 metros; tiene un COT que varía entre 3 y 8%, Romax (%) de 0,8 a 2, HI 400-800 mgHC/COT (figura 8), SPI de 5 a 20 t HC/m², kerógenos tipo I-II a IIS (en zonas marginales) y VKA (Legarreta y Villar, 2011) amorfo de alta calidad. Esta formación abarca más de 25.000 km² de superficie; es la roca generadora más importante de la Argentina y sus condiciones la vuelven un objetivo no convencional del tipo *shale* de excelencia a nivel mundial. Actualmente, se encuentra bajo un intensivo proceso de perforación y desarrollo, llevado a cabo por

diferentes empresas operadoras, que representa más del 95% de las actividades relacionadas con reservorios no convencionales del tipo *shale*.

La última ingresión del Pacífico está representada por la Formación Agrio (Weaver, 1931; Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1988; Leanza y Hugo, 2001; Zavala *et al.*, 2011). Esta unidad se subdivide en tres miembros: Inferior (pelitas marinas que corresponden a roca generadora), Avilé (depósitos continentales de ambientes fluvial, lacustre y eólico) y Superior (clásticos marinos). La formación tiene un espesor que varía entre 50 y 400 metros, un COT que varía entre 2 y 5%, Romax (%) entre 0,6 y 1, HI 300-700 mgHC/gCOT (figura 8), SPI entre 4 y 12 t HC/m², kerógeno tipo II a II-III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo con cantidad variable de contribución terrestre. Es un objetivo de reservorio no convencional *shale*.

Cuenca Golfo San Jorge

La Cuenca Golfo San Jorge (figura 2), de unos 170.000 km², tiene cerca de 8.000 m de espesor de sedimentos (Sylwan *et al.*, 2008). Se trata de una

cuenca de posición cratónica, cuyo origen se debe a extensión durante la apertura del océano Atlántico a lo largo del brazo que no prosperó; por ello es interpretada como un aulacógeno (Ramos, 1999; Barredo y Stinco, 2010). Su posición también muestra el efecto del control por anisotropías de basamento de orientación NO-SE, sobre la que operaron además los esfuerzos transtentivos a lo largo de la falla transforme Malvinas-Aghullas (Barredo y Stinco, 2013). Las características propias de los aulacógenos, sumadas al efecto de estas fallas de rumbo, dieron lugar a depocentros profundos, donde la materia orgánica pudo acumularse en condiciones euxínicas y preservarse debido a la baja tasa de aporte clástico durante la sedimentación.

Las formaciones Pozo Anticlinal Aguada Bandera y Pozo Cerro Guadal en conjunto se denominan la secuencia Neocomiana, que constituyen las rocas generadoras más antiguas de la cuenca y son objetivos del tipo no convencional *shale*. El espesor alcanza los 1.800 m, con un COT que varía entre 0,5 y 3%, Romax (%) entre 0,8 y 2,6, HI 300-600 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 1 t HC/m², kerógeno tipo

II-III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo y terrestre.

Las pelitas de la Formación Pozo D-129 corresponden a la principal roca generadora de la cuenca y potencial objetivo como reservorio no convencional de los tipos shale, y las areniscas correspondientes a las facies clásticas marginales de lago, costas y deltas representan los reservorios convencionales y los no convencionales del tipo tight. La formación alcanza unos 2.000 m de espesor; tiene un COT que varía entre 0,5 y 3%, Romax (%) entre 0,6 y 2,4, HI 300-650 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 10 t HC/m², kerógeno tipo I/II a II/III y VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo con mínima contribución terrestre.

Cuenca Austral

La Cuenca Austral (figura 2) se relaciona con los fenómenos de flexión litosférica que tuvieron lugar durante el cambio en el régimen de subducción en el margen pacífico. Su origen como cuenca de antepaís y la notable influencia marina son las variables que controlaron la presencia y evolución de las pelitas generadoras. No debe descartarse además, que las antiguas fallas normales de la etapa de rift (Cuenca Rocas verdes) coadyuvaron a la formación de depocentros aislados y profundos,

donde las condiciones euxínicas fueron fácilmente alcanzadas. Contiene material volcánico ácido, volcanoclástico y secuencias fluvio-lacustres de hasta 1.000 m de espesor sobre unos 146.000 km². Esta secuencia se conoce como Serie Tobífera y las secciones pelíticas representan a una de las rocas generadoras de la cuenca, la Serie Tobífera, que en sus facies generadoras alcanza los 25 m de espesor. El COT es variable entre 1 y 3%, Romax (%) entre 0,6 y 1,2, HI 300-500 mgHC/gCOT, SPI de 1 t HC/m², kerógenos tipo II a III (Legarreta y Villar, 2011). Correspondería a reservorios no convencionales del tipo tight.

La principal roca generadora, y que a su vez es un objetivo como reservorio no convencional del tipo shale, es la Formación Palermo Aike. La unidad tiene un COT que varía entre 0,5 y 2%, Romax (%) entre 0,8 y 1,8, HI 300-750 mgHC/gCOT (figura 8), SPI de 1 t HC/m², kerógeno tipo II-III y un VKA (Legarreta y Villar, 2011) algal amorfo.

Caracterización de los reservorios no convencionales shale

La caracterización de los reservorios no convencionales del tipo shale permite definir los parámetros funda-

mentales para optimizar la perforación, completación, y puesta en producción de los mismos, reduciendo los costos y minimizando el impacto ambiental.

Al momento de reconocer las características principales de los reservorios no convencionales shale, es necesario saber, al menos:

- Espesor
- Extensión lateral
- Contenido de carbón orgánico total (COT)
- Reconocimiento de kerógeno y bitumen
- Madurez de la materia orgánica
- Mineralogía y diagénesis
- Porosidad
- Permeabilidad y su relación con las fracturas naturales y/o facies
- Composición y proporciones libres/adsorbidas de los gases y líquidos presentes
- Temperatura y presión
- Geomecánica de rocas y su capacidad para ser fracturada
- Disponibilidad y uso de agua
- Accesibilidad del reservorio
- Completación óptima

Asimismo, la caracterización brinda información para: a) mejorar los diseños de completación y fractura para así optimizar la conexión entre los reservorios y el pozo; b) definir la ubicación de los clusters y su espaciamiento, de manera tal de minimizar la interferencia entre pozos; c) determinar el número óptimo de perforaciones acorde con el diseño general del pozo; d) diseñar la fractura de acuerdo con las anisotropías propias del reservorio y su respuesta mecánica frente a la misma; e) considerar la refracturación empleando nuevas tecnologías y metodologías; f) planificar el manejo del agua de fractura y los materiales asociados.

En este tipo de reservorio no convencional, a medida que la composición mineralógica presenta un mayor contenido de componentes silíceos, suele ser más fácilmente fracturable si se los compara con aquellos cuerpos enriquecidos en minerales arcillosos, materia orgánica y/o carbonatos.

La figura 9 presenta en un diagrama composicional los valores promedio para distintas formaciones del contenido de cuarzo, carbonatos y arcillas proveniente de estudios de laboratorio a partir de información de secciones delgadas.

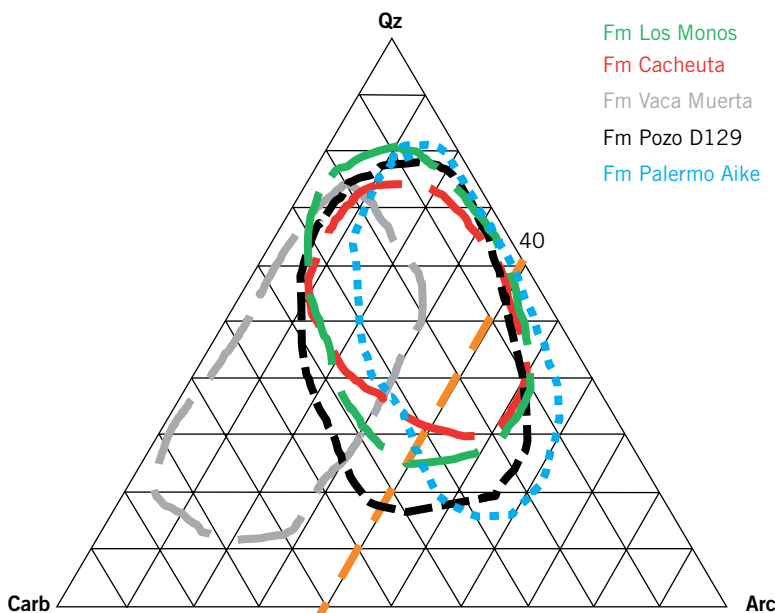


Figura 9. Diagrama cuarzo (Qz), carbonatos (Carb) y arcillas (Arc) para distintas formaciones objetivo como reservorios no convencionales shale (Información de Formación Vaca Muerta parcialmente tomada de Askenazi et al. 2013).



En general, las pelitas con módulos de Young mayores que 3.5×10^6 psi y relación de Poisson baja (usualmente por incremento de cuarzo o calcita detrítica), tienen un comportamiento frágil y son más fácilmente fracturables abriendo zonas de flujo que permanecen estables a lo largo del tiempo; por el contrario, las dúctiles requieren una mayor cantidad de material apuntalante (King, 2010).

Conclusiones

Al decidir explorar y desarrollar un reservorio no convencional cobra fundamental importancia el empleo de análogos, así como plantear las diferencias inherentes a cada formación objetivo sobre la base de la profundidad, espesor, composición mineral, contenido de materia orgánica, madurez, presión, temperatura, geomecánica, entre otras variables.

La integración de datos de testigos corona con registros de pozo y sísmica permite la definición y descripción de las litofacies y sus características depositacionales y diagenéticas. La perforación y terminación de los pozos requiere minimizar las incertidumbres, y los estudios realizados por grupos interdisciplinarios proveen la información necesaria para poder caracterizar estos reservorios.

Con el objeto de acortar la curva de aprendizaje, la combinación “analogía + datos reales + modelado” resulta imprescindible, sobre todo teniendo en cuenta que los costos finales de los pozos nuevos en reservorios no convencionales dependen directamente de la perforación y completación de los mismos.

En la Argentina encontramos nuevas rocas generadoras con potencialidades variadas para ser consideradas reservorios no convencionales del tipo *shale gas/oil*. Asimismo, contamos con al menos ocho reservorios del tipo *tight* en las seis cuencas productivas.

Los volúmenes de los recursos involucrados rondan los 800 TCF para gas y 27 BBO para petróleo (Secretaría de Energía de la Nación -SEN-, 2011; Energy Information Administration -EIA-, 2013; Barredo y Stinco, 2013; este trabajo), por lo que representan acumulaciones de hidrocarburos muy importantes que impactan directamente sobre la matriz energética del país.

Consecuentemente, el gran desafío es lograr movilizar estos recursos y recategorizarlos como reservas. Para ello, es necesario que la sociedad, las provincias, las comunidades y las compañías promuevan su exploración y desarrollo.

Referencias

Allen, P. y Allen, J. 2005. Basin Analysis: principles and applications. Second edition. Blackwell Scientific Publication, 549 páginas, Oxford.

Askenazi, A., Biscayart, P., Cánova, M., Montenegro, S. y Moreno, M., 2013. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE.UU. Primer concurso de jóvenes profesionales de la SPE Argentina.

Barredo, S., 2004. Análisis estructural y tectosedimentario de la subcuenca de Rincón Blanco, Precordillera Occidental, provincia de San Juan. Tesis doctoral de la Universidad de Buenos Aires, 325 páginas. Inédita.

Barredo, S., 2012. Geodynamic and Tectonostratigraphic study of a continental

rift: The Triassic Cuyana Basin, Argentina. Evgenii Sharkov (Ed.): Tectonics. Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry (IGEM), Russian Academy of Sciences (Moscow), Rusia: 99-130.

Barredo, S. y Stinco, L., 2010. Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina. *Petrotecnia*, N° 2/10, pág 48.

Barredo, S. y Stinco, L., 2013. A Geodynamic View of Oil and Gas Resources Associated to the Unconventional Shale Reservoirs of Argentina. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). CID: 1593090. American Association of Petroleum Geologists. Denver, Colorado, Estados Unidos.

Broadhead, R., 2010. The Woodford Shale in southeastern New Mexico: distribution and source rock characteristics. New Mexico Institute of Mining Technology, 12 páginas.

Bruner, K. y Smosna, R., 2011. A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin. DOE/NETL-2011/1478. 118 páginas.

Burov, E. y Poliakov, A. 2001. Erosion and rheology controls on synrift and post-rift evolution: verifying old and new ideas using a fully coupled numerical model. *Journal of Geophysical Research* 106: 16.461-16.481.

Bustin, M., Bustin, A., Ross, D., Chalmers, G., Murthy, V., Laxmi, C. y Cui, X., 2009. Shale Gas Opportunities and Challenges. Search and Discovery Articles #40382. AAPG Annual Convention, San Antonio, Texas.

Cruz, C., Sylwan, C. y Villar, H., 2002. La cuenca de Tarija, Bolivia y noroeste



no en la cordillera del Viento (37°05'S – 37°15'S): Nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 62 (2): 217-235.

Legarreta, L. y Villar, H., 2011. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. *Search and Discovery Article #80196*.

Lewan, M., 1991. Reconnaissance Study of Source Rock Potential of the Vaca Muerta Formation. U.S. Geological Survey. 13 páginas.

Loucks, R y Ruppel, S., 2007. Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, v. 91, n° 4, págs. 579–601.

Lundegard, P. y Samuels, N., 1980. Field classification of fine-grained sedimentary rocks. *Journal of Sedimentary Petrology* 50, 781-786.

Magoon, L. y Dow, W., 1994. The petroleum system. Magoon y Dow (Ed.). *The Petroleum System-From Source to Trap*. AAPG Memoir 60: 3-24.

Milana, J. y Jordan, T., 1989. Edad del comienzo de la deformación y velocidad de levantamiento del sector norte de la Precordillera Oriental. *Actas de la Primera reunión de fallas activas del noroeste de Argentina*: UNSJ, San Juan, págs. 63-67.

Newndorp, P., 1975. Decision analysis for petroleum exploration. *The Petroleum Publishing Company*, Tulsa. 668 páginas.

Pettijohn, F., 1975. *Sedimentary Rocks*. Tercera edición. The John Hopkins University, Harper y Row, 718 páginas, New York.

Ramos, V.A., 1988. Late Proterozoic - Early Paleozoic of South America: a collisional history. *Episodes* 11(3): 168-173, Ottawa.

Ramos, V. y Kay, S., 1991. Triassic rifting and associated basalts in the Cuyo Basin, central Argentina. In: Harmon, R., Rapela C., eds. *Andean magmatism and its tectonic setting*. *Geol.Soc. of America Paper* 265, 79-91.

Ramos V., 1999. Las Provincias Geológicas del Territorio Argentino. En: Caminos, R. (Ed): *Geología Argentina*, Instituto de Geología y Recursos Minerales, *Anales* 29(3): 41-93, Buenos Aires.

Rincón M., Barredo, S., Zunino, J., Salinas, A., Reinante, S. y Manoni, R., 2011. Síntesis general de los bolsones intermontanos de San Juan y La Rioja. En: Kowlowsky, E., Legarreta, L.,

de Argentina: ¿sistema petrolero único o múltiples sistemas petroleros? IAPG. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. CD-ROM, 19 páginas.

Disalvo, A., Rodríguez Schelotto, M., Gómez Omil, R., Hoffman, C., Benítez, J. y Hurtado, S., 2002. Los reservorios de la Formación Yacoraite. En Schiuma, M., Vergani, G. y Hinterwimmer, G. (eds): *Las rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. IAPG. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 717-738.

Energy Information Administration -EIA-, 2013. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*. U.S. Department of Energy, 730 páginas.

Giambiagi, L., Tunik, M., Barredo, S., Béchis, F., Ghiglione, M., Álvarez, P., y Drosina, M., 2009. Cinemática de apertura del sector norte de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (2): 278-292. ISSN: 0004-4822.

Gulisano, C. y Gutierrez Pleimling, A., 1994. *Field trip guidebook, Neuquina Basin, provincia de Neuquén*. 4th ICJSG.

Gulisano, C. y Gutierrez Pleimling, A., 1988. Depósitos eólicos del Miembro Avilé (Formación Agrio, Cretácico inferior) en el norte del Neuquén, Argentina. *Segunda Reunión Argentina de Sedimentología*, *Actas*: 120-124, Buenos Aires.

Hammes, U. y Carr, D., 2009. Sequence Stratigraphy, Depositional Environments, and Production Fairways of the Haynesville Shale-Gas Play in

East Texas. *Search and Discovery Article #110084*.

Hill, D., Lombardi, T. y Martin, J., 2004. Fractured shale gas potential in New York. New York State Energy Research and Development Authority, 49 páginas.

Holditch, S., 2003. The Increasing Role of Unconventional Reservoirs in the Future of the Oil and Gas Business. *Journal of Petroleum Technology*, November 2003. 34-79.

Jarvie, D., 2004. Evaluation of Hydrocarbon Generation and Storage in the Barnett Shale, Ft. Worth Basin, Texas. Special BEG / PTTC Presentation, 116 páginas.

King, G., 2010. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned? SPE 133456. Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia.

Klemme, H. y Ulmishek, G., 1991. Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. *American Association of Petroleum Geologists*, V 75, N° 12, 1809-1851.

Kurchinskiy, V., Gentry, K., y Hill, R., 2012. Source Rock Evaluation Technique: A Probabilistic Approach for Determining Hydrocarbon Generation Potential and In-Place Volume for Shale Plays. *Search and Discovery Article #41045*.

Leanza, H. y Hugo, C., 2001. Hoja Geológica Zapala, Hoja 3969-I, 1:250.000, Instituto de Geología y Recursos Minerales, *Boletín* 275, 128 páginas, Buenos Aires.

Llambías E., Leanza, H. y Carbone, O., 2007. Evolución Tectono-magmática durante el Pérmico al Jurásico temprana-

- Boll, A. (eds). Cuencas Sedimentarias Argentinas. IAPG. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 321-406.
- Sassali, L., Barredo, S., y Stinco, L., 2013. Análisis tectono-estratigráfico y del Sistema Petrolero del depocentro comprendido en el Yacimiento Diadema, Cuenca del Golfo San Jorge. I Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge: 10 páginas. Comodoro Rivadavia.
- Schamel, S., 2005. Shale gas reservoirs of Utah: survey of an unexploited potential energy resource. Open file report 461. Utah Geological Survey, 115 páginas.
- Schmoker, J., 1994. Volumetric calculation of hydrocarbons generated. En Magoon y Dow (eds.). The Petroleum System-from source to trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 323-326.
- Secretaría de Energía de la Nación -SEN-, 2011. Análisis de las Potencialidades del Desarrollo del Gas No convencional en Argentina. D. Bogetti y J. Ubeda. IAPG. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Spalletti, L., Schwarz, E. y Veiga, G., 2013. Geoquímica inorgánica como indicador de procedencia y ambiente sedimentario en sucesiones de lutitas negras: los depósitos transgresivos tithonianos (Formación Vaca Muerta) de la Cuenca Neuquina, Argentina. *Andean Geology*, Chile.
- Stinco, L., 2009. Apuntes de Geología de Petróleo. ITBA. UBA. Inédito.
- Stinco, L., 2013. Cómo son los reservorios no convencionales en la Argentina. IAPG. *Petrotecnia*, Año LIV N° 3, junio de 2013: 63 -71.
- Stinco, L. y Barredo, S., 2014. Vaca Muerta Formation: an Example of Shale Heterogeneities Controlling Hydrocarbon's Accumulations. CID 1922563. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). American Association of Petroleum.
- Sylwan, C., Rodríguez, J. y Strlekov, E., 2008. Petroleum System of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En Cruz, C., Rodríguez, J., Hechem, J. y Villar, H. (eds): Sistemas petroleros de las cuencas andinas. IAPG. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 53-78.
- Udden, J., 1898. The Mechanical composition of Wind Deposits. Augustana Libray Publications. Rock Island, Illinois. USA. 67 páginas.
- Uliana M., Biddle K., y Cerdán J., 1989. Mesozoic-Cenozoic paleogeographic and geodynamic evolution of southern South America. *Revista Brasileira de Geociencias* 18: 172-190.
- Uliana M., Legarreta, L., Laffitte, G. y Villar, H., 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos de las cuencas petrolíferas argentinas. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, T: I, p. 1-91. Mar del Plata.
- Weaver, C., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington, Memoir 1: p. 1-469, Seattle.
- Wentworth, C., 1922. A scale of grade and class terms for clastic sediments. *The Journal of Geology*. Volume 30, N° 5. 377-392.
- Zamora Balcarce, G., Cervera, M. y Barredo, S., 2008. Geología y potencial petrolero de un bolsón intermontano: Bloque Tamberías, provincia de San Juan. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas: 397-408.
- Zavala, C., Arcuri, M., Di Meglio, M. y Zorzano, A., 2011. Las capas de San Eduardo: 130 metros de arenas en el Miembro Inferior de la Fm. Agrio, Cretácico Inferior, Cuenca Neuquina. IAPG. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 215-224.
- Zeil, W., 1981. Volcanism and geodynamics at the turn of the Paleozoic to Mesozoic in the Central and Southern Andes. *Zentralblatt für Geologie und Paläontologie* 1(3/4): 298-318. Stuttgart.
- Zencich, S., Villar, H. y Bogetti, D., 2008. Sistema petrolero Cacheuta-Barrancas de la Cuenca Cuyana, provincia de Mendoza, Argentina. *Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas*, Cruz, C., Rodríguez, J., Hechem, J. y Villar, H., eds. IAPG. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 109-134.
- Zerfass, H., Chemale, F., Schultz, C. y Lavina, E., 2004. Tectonics and sedimentation in Southern South America during Triassic. *Sed. Geol.* 166: 265-292.

El Lic. Luis Stinco es geólogo de la UBA con más de 25 años de experiencia en las principales empresas de petróleo y gas que operan en el país. Sus actividades se focalizan en temas de petrofísica y sistemas petroleros. En 2013, recibió el Premio Konex 2013 de Ciencia y Tecnología. Es profesor de la Universidad de Buenos Aires, Instituto Tecnológico de Buenos Aires y consultor independiente en Oleumpetra S.R.L.

La Dra. Silvia Barredo es Doctora en Ciencias Geológicas de la UBA. Sus proyectos de investigación comprenden el modelado geodinámico de cuencas sedimentarias aplicadas a proyectos de exploración de hidrocarburos. Cuenta con más de 20 años de experiencia, y actualmente se desempeña como profesora en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Universidad de Buenos Aires.