



Maduración y avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como *shale plays*. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello?

T. Sales, Universidad Nacional de Río Negro (UNRN), PETROBRAS Petróleo brasileiro S.A.
A. Sosa, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Schlumberger Argentina.

Abstract

The increasing global demand of energy speeds the race for alternative fuel sources. Decades ago, the exploration and production of unconventional resources was an utopia, but nowadays it is a reality in many countries and a new paradigm for the energetic sector of Argentina, currently considered one of the three major powers in this type of resource.

Within the geological intervals considered as potentials shale oil and shale gas reservoirs in Argentina, highlights the geological formations Vaca Muerta and Los Molles, located in Neuquén basin. These formations are the subject of this article, giving emphasis to Los Molles Formation currently considered as a secondary objective as shale play. The aim of this paper is to present the stage of knowledge about these units based on published studies, showing the scope of each of them and how they can be applied for this new approach that unconventional reservoirs requires. This paper discusses the necessary geological studies currently not available in the literature, given the deficiencies inherent in an embryonic stage of knowledge applied to unconventional reservoirs. This article also aimed to make more than a comparison, a critical look at the so-called analogues.

What we know about this analogous and what we need to figure out? Which information they can provide and which one should not be considered? Most of the features considered "keys" to define shale potential are common to all shale plays, but to understand the flow behavior it is necessary to find a reservoir analog. However, to find this analog rock is crucial to recognize the stage of knowledge without skipping stages of studies. In this actual stage it is more important to follow the learning curve of the experts in developing unconventional fields in USA and Canada than accepting the analogous suggested to Vaca Muerta and Los Molles formations. To understand and prognostic this plays behavior in order to apply the best stimulation methods and optimize production, it is necessary to have a bulk of representative geological data and information,

that must be nearest than classic analogous from abroad. The answers for this question crop out closer.

Introducción

La creciente demanda mundial de energía acelera cada vez más la carrera hacia fuentes alternativas de combustibles. Hace algunas décadas la exploración y puesta en producción de recursos no convencionales era una utopía, hoy es una realidad en muchos países y un nuevo paradigma para el sector energético de Argentina, considerada actualmente como una de las tres mayores potencias en este tipo de recurso.

Dentro de los intervalos considerados potenciales como reservorios del tipo *shale oil* y *shale gas* en Argentina, se destacan por sus características geológicas las formaciones Vaca Muerta y Los Molles, que pertenecen a la Cuenca Neuquina. Estas formaciones son el tema de interés de este artículo, con especial énfasis a la Formación Los Molles actualmente considerada un objetivo secundario como *shale play*. El objetivo de este trabajo es presentar el conocimiento que existe sobre estas formaciones indicando los estudios publicados, su alcance y cómo pueden ser utilizados para el enfoque que los reservorios no convencionales (RnC) necesitan. El artículo tiene como uno de sus objetivos hacer un diagnóstico de los estudios geológicos aún necesarios y que actualmente no están disponibles debido a las deficiencias inherentes a un estadio incipiente de conocimiento aplicado a reservorios no convencionales. También se busco con este trabajo echar una mirada crítica sobre los llamados 'análogos' de estos prospectos para ver qué nos pueden aportar y que cosas no deberían ser consideradas.

Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina se localiza en el centro-oeste de la Argentina, con un relleno sedimentario de más de 7000 metros dispuestos sobre corteza continental (Gulisano et al.1984). Su origen está vinculado a la historia del

margen occidental de Gondwana, activo desde el Proterozoico (Ramos, 1988) y condicionando por una subsidencia flexural en la mayoría de las regiones. En el Pérmico-Triásico este escenario evolucionó para un régimen extensional con desarrollo de cuencas tipo *back arc* que generó algunos engolfamientos en la región del antepaís, como los de las cuencas Neuquina y Río Mayo (Cuenca del Golfo) (Barredo & Stinco, 2010).

Durante la fase de rift (Triásico Superior a Jurásico Inferior) fueron generados muchos *hemi-grabens* con orientación NNW-ESE desarrollados sobre un basamento pre-jurásico formado por secuencias volcánicas y sedimentarias en su mayoría agrupadas en el denominado 'Ciclo Precuyano' (Gulisano, 1981). La fase de rift fue seguida por la ingresión marina (Grupo Cuyo) que ocurrió durante el Jurásico Inferior, lo que cambió el régimen de rift localizado a una subsidencia generalizada (Legarreta y Gulisano, 1989).

La Cuenca Neuquina mantuvo una subsidencia casi continua hasta el Cretácico Superior representado por los depósitos del Grupo Neuquén, los cuales definen en inicio de la subsidencia flexural y el establecimiento de la cuenca de antepaís (Tunik *et al.* 2010; Ramos *et al.* 2011b).

La etapa posterior correspondería a la primera transgresión Atlántica dentro de la cuenca representada por el Grupo Malargüe. La subsidencia de carga tectónica en el sector de la cordillera permitió la ingresión marina en la cuenca (Tunik, 2001). Se presume que esta transgresión marina estuvo asociada a un aumento del nivel del mar (Barrio, 1990). Posteriormente, hubo una etapa de alzamiento y no deposición (Eoceno *hiatus*) seguida de una compresión tectónica durante el Mioceno hasta que la cuenca alcanzó la configuración actual (Ramos *et al.* 2011a).

De acuerdo a sus rasgos estructurales la Cuenca Neuquina puede subdividirse en cinco sectores: Faja Plegada y Corrida del Agrío, Alto de Chihuido, Engolfamiento, Dorsal de Huincul y Plataforma Externa (Figura 1).

La Faja Plegada se caracteriza por una intensa deformación de la cobertura, con amplios anticlinales y sinclinales alongados y afectados por fallamientos. Se desarrolla en las proximidades del arco volcánico y coincide en general con las posiciones más profundas de cuenca de la mayoría de los ciclos sedimentarios que colmatan la cubeta (Leanza *et al.* 2001).

El Alto de Chihuido corresponde a una gran estructura positiva (15 a 20 kilómetros de ancho) dentro del ámbito de la Cuenca Neuquina y se encuentra separado de la Faja plegada y Corrida del Agrío por un amplio sinclinal, conocido como Sinclinal Frontal (Leanza *op.cit.*). Según estos autores, el Alto de Chihuido fue entendido como un gran anticlinorio (Chihuido Este, Chihuido del Medio, Chihuido Oeste) en superficie. No se han registrado fallas importantes asociadas con estas estructuras. Su origen es incierto -porque no hay control de información de subsuelo- y estaría relacionada al proceso de inversión tectónica, controlado por el basamento. Se estima que la inversión fue favorecida por la existencia de posibles anisotropías previas, es decir, un antiguo sistema de fallas normales, responsables del proceso de extensión previo que dio lugar a la generación de la Cuenca (Leanza *et al.* 2001).

La zona del engolfamiento tiene geometría triangular con el vértice apuntando hacia el sudeste. La deformación en este ambiente geológico está representada mayormente por fallamientos distensivos con un leve componente de desplazamiento de rumbo en algunos casos. La cobertura conforma pliegues suaves y narices estructurales de escasos tamaños y relieve estructural sobre aquellas fallas. La edad de esa deformación es principalmente cretácica y el registro sedimentario en este sector es completo y de espesor importante, ya que los procesos erosivos asociados con discordancias estratigráficas o tectónicas no afectaron mayormente a la columna estratigráfica de este sector (Cruz *et al.* 2002)

La Dorsal de Huincul se caracteriza por una prolongada estructura anticlinal ubicada hacia el extremo sur de la cuenca. A escala continental, la estructuración en este sector estaría relacionada a una reorganización de los campos de esfuerzo provocada por las primeras manifestaciones de la subsidencia extensional, durante la apertura del océano Atlántico. Localmente, la inversión de la Dorsal de Huincul estaría directamente asociada con antiguas zonas de debilidad del basamento correspondientes a *hemi-grabens* triásicos, invertidos posteriormente durante el Jurásico - Cretácico por sucesivas reactivaciones tectónicas, las cuales quedaron evidenciadas a través de notables discordancias erosivas, algunas de ellas amalgamadas entre sí (Uliana *et al.* 1995; Leanza *et al.* 2001; Silvestro y Zubiri, 2008).

La Plataforma de Catriel es la extensión, hacia el sudoeste, del Bloque de San Rafael. La cubierta sedimentaria es delgada en general, cercana a los 2000 metros, disminuyendo hacia el noreste. La deformación tectónica se debe a movimiento diferencial de bloques del basamento por fallamiento distensivo, que generan en la cobertura pliegues suaves de escaso relieve estructural,

suaves anticlinales del tipo *rollover* y estructuras con cierre contra falla. Estas estructuras se mantuvieron activas durante buena parte de la historia de la cuenca, por lo que ejercieron control en el registro sedimentario, tanto en cambios de espesor como de facies (Legarreta *et al.* 1999; Cruz *et al.* 2002).

Evolución Tectonosedimentar del Grupo Cuyo y Grupo Mendoza

La Formación Los Molles integra el sector inferior del denominado Grupo Cuyo (Figura 2). En términos de reservorios convencionales, las secciones productivas y de mayor potencial hidrocarburífero de este grupo están ubicadas a lo largo de las regiones del Engolfamiento y Dorsal de Huinul. La Formación Los Molles, principal roca generadora del Grupo Cuyo, aporta hidrocarburos para reservorios en las regiones de la Plataforma de Catriel, Engolfamiento y Dorsal de Huinul. En la región de la Dorsal especialmente, los depósitos de Grupo Cuyo poseen alta complejidad geológica, con fuertes variaciones de facies y de espesor debido a que los depocentros de esta región tuvieron su subsidencia controlada por fallas y etapas de inversión tectónica, asociada a eventos de transtensión y transpresión, que dieron lugar a la presencia de discordancias y truncaciones (Vergani *et al.* 1995). Por todo eso, la Formación Los Molles presenta una geometría irregular y compleja debido a que esta formación fue muy afectada tectónicamente. La distribución y constitución litológica de esta unidad también fueron afectadas y presentan características variables de acuerdo con la evolución tectonosedimentaria de los distintos ambientes geológicos reconocidos en la cuenca. Debido al desarrollo de secuencias superpuestas, las facies pelíticas, con potencial para generación de hidrocarburos, pueden encontrarse repetidas en secciones aflorantes y/o de subsuelo (Alonso *et al.* 2011).

En términos de evolución estratigráfica el Grupo Cuyo se inició en el Toarciense Inferior como el inicio de una etapa de progradación, en el centro, noreste y suroeste de Neuquén donde se depositó un gran espesor de sedimentos clásticos gruesos de borde de cuenca y en el área tectónicamente activa (Falla de Huinul) pertenecientes a ambientes de abanicos aluviales, fluviales, deltaicos y submarinos en las regiones más distales de la cuenca (Arregui *et al.* 1996). También se menciona la presencia de espesos depósitos turbidíticos en el oeste de Neuquén (Hinterwimmer y Jáuregui, 1984).

Hacia el Jurásico Medio (Aaleniano-Bajociano y Bathoniano) se produjo un marcado crecimiento del área de acumulación y el pico de máxima expansión marina sobre el antepaís, continuando la evolución sedimentaria con la progradación de facies deltaicas y fluviales (Zumel

et al. 2002). Es importante destacar que Zumel *et al.* (2002), corroboran la idea que las facies pelíticas y niveles carbonosos - denominados en la literatura como 'Miembro Pelítico Superior' - pertenecen al Grupo Cuyo Superior (Formación Lajas) (Legarreta *et al.* 1989), mientras que otros autores las atribuyen a una sección arcillosa del Grupo Cuyo Inferior (tope de la Formación Los Molles) (Martinez *et al.* 2008 y Cruz *et al.* 1999, 2002). Para Zumel *et al.* (2002), el intervalo del Grupo Cuyo Inferior corresponden a un conjunto de secuencias progradantes (edad Toarciense) de conglomerados y areniscas de abanicos aluviales, deltaicos y submarinos (Miembro Cutral Có) que se apoyan directamente sobre la secuencia transgresiva de edad Pliensbaquiense que corresponden a lutitas queratogénicas de costa afuera y interior de cuenca (Miembro Pelítico Inferior). El Miembro Areno-Conglomerádico (Mb. Cutral Có) corresponde a los reservorios productivos de mayor edad en la cuenca y el Miembro Pelítico Inferior corresponde a la roca generadora de gas.

Martinez *et al.* (2008) y Cruz *et al.* (1999, 2002) interpretan que la Formación Los Molles está compuesta por dos secciones pelíticas - Inferior y Superior -, con facies orgánicas distintas y que pueden estar separadas por una sección areno-conglomerádica denominada 'Miembro Cutral Có' o bien por una paraconcordancia. Con relación a esto citan el caso del pozo Las Chivas (LCh.xp-1001) y Aguada Bagueles (AB-1030) con edades para las dos secciones corroboradas por microfósiles calcáreos. Dichas secciones son consideradas como generadoras diferentes no sólo por su edad, sino también por el potencial oleogénico, además de ser consideradas como depósitos de dos ambientes sedimentarios distintos. Algunos autores consideran las calizas basales del Miembro Chachil como pertenecientes a la Formación Los Molles (Leanza, *et al.* 2013) (Figura 3).

En líneas generales se puede decir que durante el período que va desde el Triásico al Jurásico Inferior (que abarca gran parte del Grupo Cuyo) la Cuenca Neuquina experimentó una sedimentación controlada por un intensa actividad tectónica (subsidencia mecánica, elevado flujo de calor) que fue sucedida por un periodo de quietud tectónica desde el Jurásico Inferior al Cretácico Superior (parte del Grupo Cuyo y todo el Grupo Mendoza). Esta es la hipótesis más aceptada actualmente que sugiere que en términos de mecanismos de subsidencia la Formación Los Molles se difiere de las demás rocas generadoras jurásico-cretácicas (Giambiagi, comunicación personal). Esta diferencia tiene un significado importante, ya que el tipo de subsidencia influencia la tasa de deposición, que determina el potencial y el hábitat del petróleo. Según Perrodon y Masse (1984) las estadísticas demuestran que el número

de campos gigantes y el potencial de la provincia petrolífera dependen ampliamente del tipo de subsidencia y respectivamente de los procesos tectónicos asociados.

En este contexto de una cuenca tipo *Sag*, bajo un régimen dominado por la subsidencia termal, se desarrollaron en toda la cuenca una serie de sucesiones esencialmente marinas que se agrupan dentro del Grupo Mendoza o Mesosecuencia Mendoza Inferior (Legarreta y Gulisano, 1989; Kietzmann y Vennari, 2013). En el sector norneuquino, el Grupo Mendoza incluye a la Formación Vaca Muerta del Tithoniano temprano-Valanginiano temprano, a la Formación Mulichinco (Weaver, 1931) del Valanginiano temprano, y a la Formación Agrio (Weaver, 1931) del Valanginiano temprano Barremiano temprano (Kietzmann y Vennari, 2013).

Durante el intervalo Tithoniano-Berriasiano el engolfamiento Neuquino se comportó como una cuenca parcialmente cerrada, limitada hacia el oeste por un arco de islas volcánicas poco elevado y conectada por estrechos pasajes marinos con el océano Pacífico (Spalletti *et al.* 2000, Howell *et al.* 2005). Según estas condiciones, durante el Tithoniano temprano, luego de un período de mar bajo dominado por condiciones de sedimentación clástica continental - Formación Tordillo -, se registró un aumento abrupto del nivel del mar, que inicialmente inundó la cuenca formando un depocentro relativamente somero e hipersalino (Legarreta, 2002). La evolución de la transgresión marina posibilitó el crecimiento de una amplia cuenca marina con un régimen hidrológico que indujo condiciones propicias a un ambiente reductor dando origen a los depósitos rítmicos de la Formación Vaca Muerta (Legarreta y Uliana 1991). La Formación Quintuco representa, en líneas generales, la progradación de este ciclo, ampliando el área de sedimentación. El ciclo Quintuco-Vaca Muerta, base del Grupo Mendoza, conforma un evento transgresivo-regresivo que cubre toda la cuenca, se caracteriza por un sistema de sedimentación mixta y representa el principal sistema petrolífero de la Cuenca Neuquina.

Recientemente Kietzmann y Vennari (2013) describieron la columna de la Formación Vaca Muerta basándose en procesos sedimentarios, sus facies y microfacies, en los depósitos expuestos en el área del cerro Domuyo. En esta área, los autores reconocieron diez litofacies que agruparon en cuatro asociaciones de facies de acuerdo con criterios paleoambientales. La asociación de facies 1 se interpreta como relacionada a un ambiente de rampa externa restringida a cuenca; la asociación 2 representaría una rampa externa dominada por microbialitas; la asociación de facies 3 pertenecen a un ambiente de talud y, finalmente, la asociación de facies 4 se caracteriza por una rampa externa dominada por depósitos laminados. Estas asociaciones de facies muestran la confluencia de dos sistemas

deposicionales en la Formación Vaca Muerta: un sistema de rampa carbonática, que se desarrolló en el margen oriental de la cuenca (asociación de facies 1, 2 y 4), y otro que representa el establecimiento de un talud en el margen occidental con desarrollo de flujos gravitatorios (asociación de facies 3), (Kietzmann y Vennari, 2013). Según este trabajo, la Formación Vaca Muerta en esta área quedaría dividida en tres miembros: (i) miembro inferior, que incluyen facies de cuenca y de rampa externa dominada por depósitos microbianos; (ii) el Miembro Huncul, con sus depósitos de talud y (iii) el miembro superior con facies de rampa externa (Figura 4).

Para Kietzmann y Vennari (2013) hay evidencias, en el área de estudio que sugieren que durante la etapa de subsidencia termal jurásico-cretácica, existieron controles tectónicos sobre la evolución de las sucesiones sedimentarias; ejemplo de eso serían las fallas extensionales en el miembro superior de la Formación Tordillo y el desarrollo de deslizamientos sinsedimentarios. Esta hipótesis estaría en concordancia con lo que indican los trabajos de Freije *et al.* (2002) donde, también basado en observaciones de campo en el área al sur de Zapala, los autores identificaron nueve secuencias depositacionales (tectonosecuencias) que muestran evidencias de actividad tectónica sindepositacional de distintas magnitudes. Las tectonosecuencias son equivalentes a las formaciones Los Molles, Challacó, Lotena, Tordillo, Vaca Muerta y Quintuco.

Litología de la Formación Los Molles y Formación Vaca Muerta

La Formación Los Molles se depositó durante la etapa de post-rift temprano y representa la primera ingresión marina después de la configuración de la Cuenca Neuquina. Su depositación ocurrió durante el Jurásico Inferior a Medio y su registro es uno de los más representativos, alcanzando en afloramientos perfiles completos de más de 1.000 metros de espesor.

La primera definición de la Formación Los Molles en la provincia de Neuquén o Formación Tres Esquinas en la provincia de Mendoza, data de 1931, cuando el geólogo y paleontólogo americano Charles Weaver publicó los resultados de su investigación científica sobre el Mesozoico de Argentina. Weaver (1931) definió la Formación Los Molles como un conjunto de sedimentitas marinas que van desde el Toarciano al Aaleniano inclusive, basándose en las zonas de ammonites encontradas. En trabajos más recientes, se interpreta a esta unidad como un conjunto de sedimentitas depositadas concordantemente entre las formaciones Sierra Chacaicó y Lajas. Se considera que la edad de la

Formación Los Molles está perfectamente fijada gracias a su importante contenido de fósiles invertebrados, esta va desde el Toarciano Inferior (zona de Dactyloceras simplex) pasando por el Aeleniano pudiendo alcanzar su techo en la base del Bajociano Inferior en la Sierra de Chacaico (Digregorio & Uliana, 1980) y desde el Toarciano Inferior-Superior al Caloviano Inferior en Barda Colorada (datos de pozos) en la franja oriental de la Provincia de Neuquén (Martinez *et al.* 2008).

Litológicamente, la Formación Los Molles está compuesta por lutitas negras a grises, con escaso bitumen, intercaladas con areniscas y limolitas de tonalidad castaño amarillentas, calizas y margas grises con presencia de registros fósiles, pirita diseminada y restos vegetales. La alternancia de paquetes arenosos dentro de los pelíticos configura una sedimentación de alta ciclicidad y confieren a los depósitos un aspecto bandeado muy característico (Figura 5). En ellas se reconocen procesos de tracción-decantación y frecuentes secuencias de Bouma, aunque en la mayoría de los casos faltando alguno de sus términos (Mutti *et al.* 1994).

Vaca Muerta representa la porción distal de un sistema de rampa mixta. Es una de las unidades litoestratigráficas de mayor extensión de área de la Cuenca Neuquina y fue establecida por Weaver (1931), quien las llamó 'Margas bituminosas del Tithoniano', término que fue substituido por 'Formación (de la) Vaca Muerta' (Mancini *et al.* 1938, en Leanza, 1997). Sus depósitos se caracterizan por una alternancia de intervalos carbonáticos y terrígenos, conformando ciclos de lutitas/margas y calizas de diferentes órdenes y jerarquías, controlados por cambios eustáticos y cambios climáticos asociados a variaciones orbitales (Kietzmann *et al.* 2008). Litológicamente, la Formación Vaca Muerta está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcillitas, arcillitas micríticas, micritas arcillosas y micritas, todas ellas con gran cantidad de materia orgánica bituminosa. En general, sus tonalidades son castaño oscuras, ocre y amarillentas. En la parte inferior de esta formación es común la presencia de concreciones calcáreas botroidales, con gran constancia regional (Leanza, 1997). También se pueden encontrar, en menor proporción, facies arenosas como las del Miembro Huncal (Spalletti *et al.* 2008).

Potencial Hidrocarburífero

La Formación Los Molles ha sido tradicionalmente considerada como una de las rocas fuentes de hidrocarburo del Jurásico y asumida como la principal fuente de gas del centro de la cuenca (Cruz *et al.* 2002). La caracterización geoquímica de estos depósitos indica que sus sedimentos probablemente fueron acumulados en distintos depocentros aislados en ambientes marinos y

lacustres (Zumberge, 1993), con predominancia de ambiente marino. Esto es muy importante a la hora de caracterizar estas rocas y determinar regiones con mayor potencial para *shale gas*. Según Kuuskraa *et al.* (2011), el ambiente y el tipo de querógeno son claves. En un informe realizado por el *Advanced Resources International, Inc.* con bases en datos e informaciones de producción de los *shales* de EEUU y de otros países productores, estos investigadores llegaron a la conclusión de que los depósitos de origen marino tienden a tener menos contenido de arcilla y a tener mayor contenido de minerales de comportamiento frágil como cuarzo, feldspato y carbonatos, lo que sería más favorable a la estimulación hidráulica si son comparados a los *shales* de ambiente lacustres/fluviales, los cuales tienen una tendencia a poseer alto contenido de arcilla y un comportamiento más dúctil y menor respuesta a la estimulación hidráulica.

Para determinar la potencia de generación de una roca, uno de los análisis iniciales consiste en la determinación del tenor de carbono orgánico total de la roca (TOC) asociado con palinofacies, tipo de materia orgánica y madurez termal. Es conocido que el mínimo tenor de materia orgánica necesario para que la roca sea considerada generadora este entre 0.5 a 1% (Anders, 1991). Sin embargo, no solo es crítico conocer el contenido orgánico total, sino el tipo de materia orgánica. Considerando esta afirmación, Bordenave (1993) calculó que para producir suficiente hidrocarburo para llenar 25% del espacio poral de una lutita, sería necesario 0.6% de TOC de un querógeno tipo I, 1% de querógeno tipo II y 2.5% de TOC para el tipo III (Tyson, 1995).

Martinez *et al.* (2008), en su trabajo de investigación, analizaron veinte muestras de cinco secciones en el Miembro Pelítico Superior de la Formación Los Molles, en las áreas de los depocentros Chachil, Catan Lil y Chacaico (Dorsal de Huincul). El objetivo del trabajo fue identificar las palinofacies y analizarlas geoquímicamente con el fin de caracterizar dichas facies desde el punto de vista paleoambiental, paleoclimático y conocer su potencial para generación de hidrocarburos. Según sus consideraciones finales, las cinco palinofacies identificadas para el Miembro Superior de la Formación Los Molles presentan un contenido total de materia orgánica que varía entre 0.5 a 5.011% con un promedio de 1.624% (con 65% de las muestras con TOC's superiores a 1%) lo que significa que está por encima del valor mínimo necesario. Las palinofacies indican materia orgánica del tipo II, III y IV con potencial para hidrocarburos líquidos y gaseosos. Sin embargo, según los resultados, el estado del querógeno sugiere que las condiciones anoxicas-disóxicas no fueron las mejores para preservar la materia orgánica, lo que convierte en

algo cuestionable el potencial generador de estos intervalos.

En lo que se refiere al Miembro Pelítico Inferior, Uliana *et al.* (1999) señalan que, de acuerdo con análisis geoquímicos realizados en varios sondeos, las muestras presentan valores de materia orgánica superiores al 1% y hasta del 2,56% y un tipo de *querógeno* II/III en buen estado de preservación, siendo este generador de gas y petróleo. En la zona de mayor producción del Grupo Cuyo, la Dorsal del Huincul, la Formación Los Molles genera gas proveniente de la sección pelítica inferior (Zumel *et al.* 2002).

Los petróleos livianos y condensados generados en Los Molles (rango API: 37° - 61.5°) han sido colectados en los reservorios de las formaciones Lajas y Punta Rosada en las localidades de Centenario, Estación Fernández Oro, Río Neuquén y Aguada de Indios y en una delgada sección basal de la Formación Los Molles en Las Chivas y Punta Senillosa. Son fluidos maduros, con alto contenido parafínico, generados por una materia orgánica mixta, acumulado en ambiente marino anóxico a subóxico, con importante influencia terrestre y madurez termal entre 0.9 a 1.2% de Ro (reflectancia de vitrinita). En líneas generales, los gases interpretados como originados en Los Molles, son gases termogénicos, secos a moderadamente húmedos, térmicamente maduros generados a aproximadamente 1.2 a 1.5% Ro, es decir, en fase tardía de petróleo a post-maduración incipiente. Estos gases se encuentran alojados principalmente en las unidades del Precuyo, Punta Rosada y Lajas en Las Chivas, Centenario, Lindero Atravesado, Puesto Silva, Entre Lomas, Río Neuquén y Estación Fernández Oro (Cruz *et al.* 2002).

Alonso *et al.* (2011) realizaron un trabajo de investigación focalizado en las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta para determinar, en escala regional, su potencial de generación y principalmente como reservorios no convencionales. Los autores consideraron que en la Formación Los Molles las mejores posibilidades para prospección de gas en lutitas se presentan en el ambiente de centro de cuenca o del Engolfamiento y en el flanco norte de la Dorsal de Huincul. La razón de esto es que los mayores espesores de las secciones generadoras de hidrocarburos de dicha formación se encuentran en este ambiente. Según Alonso *et al.* (2011), la madurez térmica de las pelitas de la Formación Los Molles varía fuertemente debido al efecto de la subsidencia, pudiendo en muy cortas distancias pasar de un estadio inmaduro a hallarse en ventana de petróleo y/o gas. Para estos autores, el sector central de la cuenca (con Ro entre 1% y 2%) y el área de la Dorsal de Huincul quedan definidas como regiones con buenas

condiciones para la generación de gas por el nivel de madurez y tenor de carbono orgánico (TOC) y debido a que en estas áreas el tope de la Formación Los Molles se encuentra en profundidades más someras (Figura 6). En algunos sectores específicos al norte y al sur del alto de Huincul estas rocas ingresan en la ventana de generación de petróleo.

En términos de flujo de fluidos y migración, trabajos como los de Mosquera *et al.* (2008) corroboran la hipótesis de que, a diferencia de lo que se pensaba anteriormente, el modelo de migración para La Formación Los Molles no está limitado a las migraciones verticales por fallas sino también se deben considerar las migraciones laterales de largas distancias, lo que antes eran atribuidas tan sólo al sistema petrolero de la Formación Vaca Muerta. Esta hipótesis se basa en datos e informaciones geoquímicas de petróleos con afinidades a las características de los petróleos de Los Molles, análisis petrográficas, petrofísicas, sedimentológicas, un modelo depositacional y estratigráfico corroborado con sísmica, todo eso en un trabajo multidisciplinario en escala de detalle y regional. Estos autores consideraron que, por cuestiones diagenéticas algunas facies (tipo *braid* delta) del Grupo Cuyo tuvieron sus propiedades petrofísicas preservadas mismo en profundidades superiores a 3000 metros lo que las convirtió en *carriers* responsables por el transporte del petróleo e gas desde la cocina en el centro de la cuenca hasta las rocas almacén en la zona del borde del Engolfamiento y Plataforma de Catriel en distancias testeadas de 10 kilómetros y inferidas como de hasta 20 kilómetros, asemejándose a las distancias calculadas para migración primaria (dentro de la roca madre) (Figura 7 y Figura 8).

Desde el punto de vista estructural, Mosquera *et al.* (2008), remarcaron las deformaciones más importantes del área, considerando dos dominios estructurales principales de orientaciones noroeste – sudeste y oeste-este que se interfieren mutuamente, siendo el principal eje estructural de orientación NO-SE y secundario O-E. Los trenes estructurales ONO-ESE se desarrollan con longitudes de 30 kilómetros aproximadamente y espaciamiento de 5 kilómetros. Las estructuras relacionadas a ambos dominios estructurales conforman las trampas de los principales yacimientos de la plataforma de Catriel (Figura 9). Sin embargo, en el trabajo de Mosquera *et al.* (*op.cit*) no fue analizado qué dominios estructurales ejercieron control en el proceso de migración y se los mismos pudieron haber contribuido para el aumento de la conectividad dentro y fuera de los intervalos generadores de la Formación Los Molles por medios de fracturas y fisuras.

Actualmente la información publicada específicamente sobre las disciplinas de petrografía, petrofísica y geomecánica de la Formación Los Molles, principalmente cuando se relaciona con los miembros pelíticos, es muy limitada y no es de dominio público. Los trabajos relacionados con la Formación Los Molles y sus miembros pelíticos están focalizados en temas tales como su sistema petrolero, estratigrafía y las características geoquímicas y paleontológicas de sus facies. En este sentido, son necesarios trabajos específicos de detalle y la canalización de la información disponible por medio de más trabajo integradores y enfocados a la problemática de los reservorios no convencionales.

En lo que se refiere al potencial de la Formación Vaca Muerta específicamente, el mismo ya está más que demostrado, no sólo por tratarse del gran generador de la cuenca sino porque las recientes perforaciones y descubrimientos dieron a conocer que la explotación de estas lutitas como reservorios no convencionales es un gran negocio. Sus características mineralógicas (alto contenido de calizas, cuarzo y bajo contenido de arcilla), alto contenido orgánico y espesores regulares son algunas de las características deseables en un prospecto de *shale gas* y/o *shale oil*.

En términos de caracterización geoquímica, se considera que en la Formación Vaca Muerta predomina un querógeno del tipo I/II, que puede cambiar localmente al tipo III, en la zona del sur de la Dorsal de Huincul (Legarreta *et al.* 2003). El contenido de materia orgánica (TOC) de la formación varía de 1 a 8% y su distribución errática tiene los máximos ubicados en las regiones del centro de cuenca y zona de la Dorsal. La madurez orgánica tiene valores entre 0.6 a 2.2% y su distribución fue condicionante en la ubicación de los pozos perforados para *shale oil* y *shale gas* (Alonso *et al.* 2011).

La Formación Vaca Muerta, al igual que la Formación Los Molles presenta sus mayores espesores hacia el centro de la cuenca con profundidades entre 2500 a 3000 metros. Las zonas consideradas como más prometedoras están próximas a esta región, en las áreas de Loma La Lata, Aguada Pichana, Agua San Roque, Sierra Chata y bloques cercanos (Alonso *et al.* 2011).

En la región de la Dorsal de Huincul y Plataformas Externas, la profundidad de la Formación Vaca Muerta disminuye alcanzando valores entre 1000 y 2000 metros, lo que sería considerado una zona poco conveniente para exploración pues en bajas profundidades hay riesgo que las lutitas no se encuentren sobrepresionadas. Pero el reciente anuncio de descubrimiento de Americas Petrogas (pozo LHo.x-1), en el sur de la Dorsal (subcuenca Picún Leufú), en una profundidad total de

1900 metros, considerada relativamente baja, extiende el área considerada como prospectable para Vaca Muerta y demostró que aún hay mucho por conocer para establecer paradigmas para reservorios no convencionales y, particularmente, para la Formación Vaca Muerta.

Análogos en el Mundo y su Aplicabilidad

En términos generales, una formación geológica es considerada análoga a un *play* o prospecto, cuando presenta similares propiedades de roca y fluido, proporcionando soporte para el análisis del área o intervalo en estudio. Esto es porque un *play* o prospecto, por definición sería –por definición– un intervalo o área reconocida como potencial, pero que a la vez necesita de más adquisición de datos y/o evaluaciones para definir áreas o prospectos específicos. De ser así, un análogo para un prospecto tiene sus limitaciones y no necesariamente seguirá siendo el análogo cuando el prospecto (recursos) pase a la categoría de yacimiento (reserva). En esta última etapa, los análogos para reservorios presentan requerimientos más restrictivos. Según algunas definiciones (ver en *University of Houston Glossary of Terms*), un reservorio es considerado análogo cuando está en la misma área geográfica o fue formado por procesos geológicos similares al reservorio en cuestión, procesos tales como: sedimentación, diagénesis, presión, temperatura, historia mecánica y química y evolución estructural. También se considera importante que tenga misma edad geológica, características geológicas y propiedades de roca y fluido. Las características de un análogo deben incluir profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismos de flujo, contenidos de fluido original, gravedad del petróleo, tamaño de reservorio, espesor *gross*, espesor neto, relación *net-to-gross*, litología, heterogeneidad, porosidad y permeabilidad. El esquema de desarrollo del yacimiento (por ejemplo el espaciado entre pozos) también puede ser importante para establecer la relevancia de la analogía. Esto no quiere decir que un reservorio que no cumpla con todos estos requisitos no podría ser considerado análogo, lo que eso va a indicar es su relevancia como análogo y la etapa exploratoria y evolución del conocimiento sobre el depósito en cuestión.

De acuerdo con investigaciones de la Universidad Texas A&M (en *Energy Tribune*, 2011), los ingredientes claves para detectar una acumulación de gas de lutitas (*shale gas*) incluyen: alto contenido de carbono orgánico total (TOC), mineralogía apropiada con alto contenido de arena, gran espesor, ambiente depositacional que minimice el contenido de arcilla (Figura 10), presión favorable (alta), y grandes volúmenes de gas *in place*.

La tabla 1 presenta el rango de algunos ingredientes claves para los *shale plays*. Basado en estos parámetros presentados también se sugiere los correspondientes análogos de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta en EEUU que serían Haynesville y Marcellus shales respectivamente. Los datos de Los Molles y Vaca Muerta provienen de un informe de investigación de US *Energy Information Administration* (EIA) realizado en 2011, mientras que los datos de los análogos fueron compilados de investigaciones realizadas por la Universidad Texas A&M en 2009. Los investigadores de Texas A&M, responsables por esta interpretación consideraron que: 'Los correspondientes análogos de Estados Unidos podría presagiar el futuro de las contrapartes argentinas. El éxito fenomenal de los *shales* Haynesville y Marcellus inició con su caracterización geológica y características geológicas similares a las de Haunesville y Marcellus también están presentes en las formaciones de *shale gas* argentino.' De acuerdo con este diagnóstico los depósitos apuntados serían los análogos americanos más apropiados para las formaciones Los Molles y Vaca Muerta dadas las similitudes de algunas de sus propiedades destacadas en la tabla.

Ahora bien, como está descrito en los trabajos publicados para Los Molles, esta formación, donde se incluyen las lutitas marinas ricas en querógeno tipo II/III, está dentro del marco de un ciclo transgresivo-regresivo en un contexto fisiográfico de cuenca de plataforma y talud con depósitos gravitacionales (sistemas turbidíticos con influencia de fuentes fluviales) que se encuadran en un modelo de rampa submarina. Entre los trabajos más destacados se encuentra el estudio realizado en afloramientos del Grupo Cuyo realizado por Paim *et al.* (2008), donde los autores remontaron la estratigrafía de secuencias del Grupo Cuyo en alta resolución, sus elementos arquitecturales y respectivas asociaciones de facies.

En el caso de la Formación Haynesville, la misma es interpretada como la continuación de un ciclo transgresivo en un contexto de un sistema depositacional carbonático. Estas lutitas marinas (querógeno tipo II) son mineralógicamente ricas en carbonato (entre 20 y 30% de su composición), con alguna fuente silicoclástica proveniente del ancestro Río Misisipi (Steinhoff *et al.* 2011). La fisiografía de esta cuenca propició el desarrollo de un sistema mixto, que mezcla sistemas de rampa carbonática con silicoclásticos y por consecuencia este aporte sedimentario influye en el desarrollo de las facies, patrones, procesos depositacionales, enriquecimiento de carbono orgánico total, diagénesis y propiedades petrofísicas. La geometría de la cuenca también responde al movimiento del basamento, debido a

tectónica salina, que impacta en la complejidad geológica del Haynesville *shale* (Steinhoff *et al.* 2011) (Figura 11).

La Formación Haynesville también fue atribuida como análogo de un *shale play* en Bulgaria, en la Formación Etrópole (Miembro Stefanetz), del Jurásico Medio (Figura 12 y Figura 13). La Formación Etrópole guarda más similitudes en términos de ambiente depositacional y en términos de composición mineralógica con su análogo Haynesville, ya que la Formación Etrópole está compuesta por lutitas negras ricas en carbono orgánico (querógeno tipo II) y en carbonato (cerca de 50% de su composición) (Figura 14). El intervalo de interés de la Formación Etrópole se encuentra en profundidad debajo de 2500 metros hasta profundidades que superan los 5000 metros. Estas lutitas con presiones anómalamente altas están en ventana de gas. El último pozo perforado (Pesthene R-11) en enero de 2012 tuvo gran éxito alcanzando una profundidad total de 3190 metros con un espesor *gross* de 354 metros y *netpay* de 114 metros con porosidad promedio de 6% y saturación de agua de 48% (Fuente: *LNG Energy Ltd Report*).

Si tomamos en consideración parámetros tales como: carbono orgánico, edad geológica, espesor, presión, como los presentados en la tabla 1, podríamos decir que tanto Haynesville como Etrópole son análogos de la Formación Los Molles, pero si consideramos el ambiente depositacional y complejidad estructural los mismos no representan el análogo ideal a punto de "presagiar" el comportamiento de la Formación Los Molles. Desde el punto de vista de sistema poral, de flujo de fluidos y por ende de respuesta a estimulación y productividad, no se puede esperar el mismo comportamiento. Esto es atribuible a que, al contrario de la Formación Los Molles cuya sedimentación es esencialmente detrítica, la composición mineralógica de Etrópole y Haynesville tiene un fuerte componente carbonático.

Chalmers *et al.* (2012) presentó en su trabajo de caracterización del sistema poral de *shales gas* (ejemplos de Haynesville, Barnett, Woodford, Marcellus y Doig *units*) un diagnóstico muy preciso sobre el sistema poral de estos reservorios. Este diagnóstico excede nuestra capacidad de comparación porque no tenemos los mismos datos en la Formación Los Molles, pero nos permite comprender que no podemos esperar características similares con mineralogías diferentes, ya que -en términos de sistema depositacional y área fuente- estas formaciones no son semejantes. Según Chalmers *et al.* (2012), las muestras de Haynesville ilustran fracturas/fisuras y un gran volumen de canales y *vugs* en macroporos que se interpreta que son resultantes de disolución y reprecipitación de los

carbonatos (Figura 15), siendo de los *shale gas* analizados uno de los que tiene el mayor contenido carbonático (Figura 14). Esto demuestra la importancia de comprender la paragénesis (en este caso rica en carbonato) para una evaluación predictiva de los reservorios tipo *shale*. En Haynesville *shale*, durante los procesos de disolución los macroporos fueron conectados aumentando la permeabilidad de la matriz y la capacidad de almacenar gas libre. Los autores también señalaron el impacto de la anisotropía de la fábrica de las lutitas en la permeabilidad, con altas permeabilidades medidas paralelas a laminación y bajas permeabilidades ortogonales. La laminación plano-paralela de los minerales de arcilla (arcillas y micas) controla la anisotropía y orientación de los macroporos. En ninguna de las muestras analizadas se observó que la fábrica controlara la distribución de los poros.

Por encima de las lutitas de la Formación Haynesville, en un ciclo de mar alto inicial (*stand still*) se depositaron algunas facies distales orgánicamente ricas de un ambiente restringido, conocidas como Formación Bossier muchas veces asociada a Haynesville como un único prospecto. Estas lutitas son menos orgánicas y son ricas en minerales silicoclásticos relacionados a progradación de clásticos de la línea de playa; son menos carbonáticas comparadas a las del Haynesville y tal vez se asemejan más a las *shale* facies de la Formación Los Molles del punto de vista mineralógico (Figura 14). El espesor de esta unidad es de cerca de 550 metros (1800 pies) con espesor neto entre 150 y 180 metros (500-600 pies).

En la misma tabla 1 del informe del EIA de 2011, donde se indica Haynesville como la formación análoga para Los Molles, apunta la Formación Marcellus como análoga de la Formación Vaca Muerta. Desde entonces, para lo que es Formación Vaca Muerta, hubo un gran avance de trabajos de investigación y perforaciones por parte de las compañías y, según sus expertos, actualmente el mejor análogo para Vaca Muerta es la Formación Eagle Ford (Figura 14), considerada en comparación de otras formaciones de *shale* como la que posee comportamiento más frágil, lo que se debe a su alto contenido de caliza (70%) y bajo contenido de arcilla (promedio de 10%), resultando ser una roca muy "fracturable" (Cherry, 2011). Sin embargo, los especialistas consideran que hay que avanzar más en el conocimiento para utilizar bien los análogos, sobretodo porque estiman que no hay un único análogo para Vaca Muerta pues existen diferentes comportamientos mineralógicos, geomecánicos, geoquímicos y petrofísicos en Vaca Muerta Inferior, Medio y Superior (fuente: AAPG Vaca Muerta GTW, Argentina, 2012).

A modo de ejemplo de lo que ocurre con la Formación Vaca Muerta, el aumento de estudios sedimentológicos, geoquímicos petrofísicos y estratigráficos de detalle para los intervalos de *shale* de la Formación Los Molles podrían dilucidar muchas cuestiones relacionadas a su comportamiento productivo e indicar un análogo más apropiado para esta formación y quizás, cambiar el rumbo de este prospecto, relegado a un segundo plano, dándole más protagonismo.

De todas las formas, antes de apuntar un análogo específico, es importante tener en cuenta que hay algunos aspectos comunes entre los yacimientos de *shale* que se conocen en la actualidad. De ellos se puede destacar que los depósitos de *shale* con origen marino tienden a tener menor contenido de arcilla y tener contenido mineral más frágil, como cuarzo, feldspato, carbonato etc., mientras que los depósitos de origen lacustre/fluviat tienden a ser mas ricos en arcilla y por ende mas dúctiles, con peor respuesta a estimulación hidráulica. Otro factor importante que fue observado en varios *shale gas* en el mundo, dice respecto a la proporción entre gas adsorbido y gas libre y su relación con el contenido de materia orgánica de estas rocas. Se entiende que, el contenido de gas adsorbido puede ser dominante en rocas poco profundas y orgánicamente ricas, mientras que en rocas con mayor profundidad y con alto contenido de clásticos predomina el contenido de gas libre, infiriendo que las fracturas también ejercen un control en el aumento del volumen de gas libre (Ier Ding *et al.* 2012). Con relación a la profundidad también hay que considerar los altos costos de perforar a grandes profundidades (superiores a 5000m) y los altos riesgos de depósitos muy someros (inferiores a 1000m) como más bajas presiones y mayor contenido de agua, contactos con napas freáticas y riesgos ambientales.

Otro factor en común a considerar en todos los depósitos tipo *shale* es la aplicación de la estratigrafía secuencial de alta resolución. Los intervalos más propicios a tener potencial como *shales* generalmente se depositan durante los ciclos transgresivos y de mar alto inicial (*stand still*). De hecho se acepta que las principales generadoras están presentes en las secciones condensadas y que próximo a estas superficies los sedimentos carbonosos tienen baja tasa de sedimentación y, por consecuencia, bajo contenido de arcilla (Della Fávera, 2001). Slatt *et al.* (2012), presentan un trabajo muy interesante que demuestra la aplicabilidad de la estratigrafía secuencial de alta resolución a *shales* por medio de un modelo estratigráfico común a *shale gas* paleozoicos y mesozoicos. Según estos autores para los intervalos *shales* analizados fue posible identificar una secuencia estratigráfica común entre ellos que consisten en, de base a techo un límite de secuencia (SB) la

superficie transgresiva de erosión (TSE) sobre estas se depositan un cortejo de sistema transgresivo (TST) rico en materia orgánica, seguido por un cortejo de mar alto o cortejo de mar bajo (HST/RST) que el perfil de rayos gamma identifica más claramente. Al parecer, este modelo se reproduce en distintas jerarquías estratigráficas (2^a, 3^a, y 4^a ordenes), relacionadas a variaciones relativa del nivel del mar, y formando ciclos de intervalos relativamente ricos en materia orgánica (TST y sección condensada-CS los que se dan en el *stand still*) y intervalos pobres en contenido orgánico (HST / RST) en esta escala de tiempo (Figura 16A). El término 'relativo' se utiliza por el autor recordando la definición de Van Wagoner *et al.* (1990) según la cual considera que 'the change in sea level may be due to eustatic, climatic, and/or tectonic causes as well as the rate of sea level change relative to the rate of sediment supply, all of which are often difficult to differentiate or apportion.'

Para lutitas mesozoicas se puede trabajar con jerarquías más altas que de las lutitas paleozoicas debido a que se cuenta con una mayor resolución de edad bioestratigráfica. Los ciclos de mayor frecuencia se superponen a los ciclos de baja frecuencia, dando lugar a una estratigrafía compleja de ciclos de diferente grosor y distribución. Estas características comunes documentadas proporcionan la base para un modelo unificador, la secuencia estratigráfica general, para las lutitas que se puede utilizar para identificar, predecir y asignar las facies más productivas dentro de un intervalo estratigráfico del tipo *shale* (Slatt *et al.* 2012). Este trabajo también agregó al estudio de estratigrafía secuencial algunos puntos comunes dentro de la geoquímica, donde consideraron que los *shale gas* prolíficos tiene generalmente un espesor superior a 65 metros (200 pies), contienen un porcentaje de carbono orgánico total superior a 3%, valores de índice de hidrógeno mayores que 350 mg HC / g, contiene querógeno tipo II y tienen valores de madurez termal (Ro) superiores a 1,1%. Estas lutitas orgánica suelen contener minerales como piritita y fosfatos (apatita) y presentan relación de biomarcadores (pristano/fitano, distribución esteranos, C13-C20 y C18 isoprenoides regulares isoprenoides arilo) indicativos de condiciones anóxicas durante la depositación de las rocas. Otro parámetro geoquímico importante para correlacionar es el potencial relativo de hidrocarburos (S1 + S2/TOC) que refleja las condiciones geoquímicas de oxigenación en el ambiente de depositación y puede estar relacionado con las fluctuaciones relativas del nivel del mar dentro de un contexto de la secuencia estratigráfica (Figura 16A). Para Slatt *et al.* (2012), comprender la secuencia estratigráfica de los *shales* proporciona una poderosa herramienta no sólo para las correlaciones estratigráficas regional-local de los

registros de pozos y registros sísmicos de reflexión, sino también de intervalos estratigráficos de alta resolución más favorables para la preservación de la materia orgánica y la generación y almacenamiento de gas.

El mejor Análogo

El análisis de los análogos para *shales*, sean ellos prospectos o yacimientos, sirve para que comprendamos que similitudes hay entre los depósitos, que técnicas son posibles de ser aplicadas, pero también deja entrever que no se puede esperar predictibilidad del punto de vista de respuesta a estimulación y productividad sin inversión en adquisición de datos. Es decir, no se puede esperar que un análogo a nivel prospectivo, que sirve para indicar que hay potencial, sea pronosticador del comportamiento productivo. En esta etapa para ser más correcto en términos de análogo es necesario el aporte del conocimiento geológico y de ingeniería. Algunos de los aspectos necesarios para predecir el comportamiento a estimulación y poder encontrar el análogo comparable, residen en conocer la composición mineralógica de estos *shales* y sus patrones estructurales con muestreos estadísticamente representativos, que servirán de guía para planeamiento de las fracturas artificiales, además de informaciones sobre contenido orgánico, dentro de un marco estratigráfico. Estas respuestas afloran luego allí, en las rutas de la Patagonia Neuquina donde, en algunos de los depocentros de la Cuenca Neuquina, se dibuja toda la sucesión estratigráfica del Grupo Cuyo (Formación Los Molles) y del Grupo Mendoza (Formación Vaca Muerta) (Figura 17). Cabe esperar que éste sea en esta etapa el mejor análogo de los yacimientos en subsuperficie, a juzgar por los principios estratigráficos establecidos hace más de un siglo, como el principio de la continuidad lateral y la Ley de Walther (1894). Además, sabiendo que -siguiendo la línea de la 'Filosofía Bootstrap' de Física Atómica- las relaciones entre los objetos son más importantes que los objetos en sí, nos cabe una pregunta: ¿Para qué buscar en análogos externos si la mayor coherencia se establece en un cuerpo de roca que hace parte del mismo sistema? Después de estudiar los afloramientos es posible obtener, a un menor costo, algunas de las respuestas que son claves para establecer el análogo en términos productivos. Hay muchos trabajos llevados a cabo en afloramientos y subsuperficie que ganan aun más relevancia cuando son unidos a más adquisición de datos focalizada al tema *shale*. En el caso de la Formación Los Molles, ¿las paleocorrientes medidas en el trabajo de Paim *et al.* (2008) que indican una tendencia ENE paralelas a las líneas de flujo modeladas por Rodríguez *et al.* (2008) (Figura 18) y los ejes estructurales de la cuenca de orientaciones NO-SE y secundario O-E (Mosquera, *et al.* 2008) podrían darnos informaciones de

orientaciones para perforar con mayor productividad? Las técnicas de Passey aplicadas con éxito por Stinco & Mosquera (2003), tanto para Los Molles cuanto para Vaca Muerta, ¿podrían generar curvas de TOC en pozos no amostrados correlacionables con estratigráfica de alta resolución aplicada a *shales* (Slatt *et al.* 2012) para indicarnos los intervalos de mayor potencial? (Figura 16B).

Lo que se sabe hoy por medio de modelado de cuenca (Rodríguez, *et al.* 2008) es que, para la Formación Los Molles la mayor parte del hidrocarburo generado permanece dentro de la roca madre, acumulado dentro de areniscas compactas y del propio *shale*, solo una pequeña parte de este volumen (3.25 BBOE) pudo ser acumulada en reservorios convencionales. Es decir, el potencial está y para saber eso no es necesario establecer un análogo, tan solo mirar las similitudes entre todos los yacimientos no convencionales. Las incógnitas relacionadas al comportamiento productivo y respuesta a estimulación pueden encontrar sus respuestas comenzando por una mirada hacia los afloramientos de la Cuenca Neuquina, que pueden ofrecer respuestas confiables, las que son fundamentales en una industria de alto riesgo como es la petrolera.

En líneas generales, se podría decir que hay muchas similitudes entre Los Molles, Vaca Muerta y muchos de los yacimientos prolíficos de Estados Unidos y Canadá. Estos depósitos se asemejan por tener grandes dimensiones, altas profundidades y presiones, buen espesor y principalmente, por tener gas y petróleo. No obstante, es necesario saber más que eso para un adecuado desarrollo. Cada yacimiento tiene sus particularidades y en el caso de los *shales*, se puede decir que cada pozo es particular. Al buscar universalizar el conocimiento sobre los reservorios, compararlos y generar modelos, lo que se pretende es ser predictivo, factor fundamente para la industria, pero también para el sector de la investigación porque el universal es el verdadero objetivo de la ciencia. Sin embargo, como decía Aristóteles, 'sólo llegamos a este conocimiento general a partir de los casos particulares'. En otras palabras, para conocer o reconocer estos *shale plays* es necesario estar dispuesto a hacer una gran inversión: estudiar Los Molles y Vaca Muerta desde el punto de vista de los no convencionales.

Consideraciones Finales

El análisis de las publicaciones internas y externas de los prospectos no convencionales de Cuenca Neuquina corroboraran el potencial de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta como *shale plays*. En el caso de Los Molles, el análisis permitió inferir un mayor potencial a la

sección transgresiva e inicio del *highstand* que corresponderían al Miembro Pelítico Inferior de esta formación. Geográficamente, las áreas potenciales se localizarían dentro de lo que son las zonas de Centro de Cuenca, Dorsal del Huincul y Engolfamiento, considerando el mapa de área prospectable de Alonso *et al.* (2011). Los trabajos de estratigrafía de alta resolución, indicaron una dirección preferencial de transporte para las facies de la Formación Los Molles, con paleocorrientes ENE, que deben ser consideradas junto con la fábrica y laminación, a la hora de estudiar la permeabilidad y por consecuencia el impacto en los caminos de migración y flujo de fluidos. La mineralogía condicionará la generación de porosidad primaria y secundaria y conectividad/permeabilidad además de favorecer el desarrollo de fracturas. El reconocimiento de los patrones de fracturas también es una información importante que hay que tener en cuenta antes de comparar con los análogos externos ya que la dispersión de la densidad de fracturas y su orientación son controles importantes de la productividad del gas proveniente de las lutitas. Según Decker *et al.* (1992), cuanto mayor es el número de fracturas con alta dispersión mayor es la productividad del gas de lutitas (Figura 19). Siendo que el conjunto de fracturas perpendiculares a las capas abiertas o conjuntos numerosos de fracturas naturales aumentan la productividad (Hill y Nelson, 2000; Ding *et al.* 2012). Todos los pozos de alto rendimiento de gas en el este de Estados Unidos se encuentran en zonas de fractura, mientras que aquéllos ubicados en áreas con escaso desarrollo de fracturas tienen una producción de gas baja o nula. Sin embargo, aunque el sistema de fracturas naturales es por lo general favorable para la recuperación de gas de lutitas, a veces pueden obstruir las fracturas artificiales y, por lo tanto, reducir la recuperación de gas de esquisto (Bowker, 2007; Ding *et al.* 2012). Las fracturas, cuando son favorables, tienen doble contribución ya que, promueven la migración y acumulación y además favorece la liberación de gas adsorbido, aumentando el contenido de gas libre acumulado. Hay que, seguir el ejemplo de China para los *shales* y buscar a medida que se avanza las perforaciones, por medio de correlación si los buenos indicios de gas y los bajos rendimientos de los yacimientos productores en USA y Argentina se relacionan entre sí.

En esta etapa del conocimiento de la Formación Los Molles, todos los datos y técnicas claves para identificar el potencial del *shale* se encuentran dentro del ámbito de similitudes entre todos los *shales plays* no son exclusivas de un único análogo. Los pronósticos más específicos, desde el punto de vista de comportamiento de flujo y productividad, no pueden ser ajustados a un único análogo por carencia de información y, el caso de

Haynesville no representaría este análogo debido a sus características mineralógicas, las que no se espera encontrar en Los Molles. Tal vez el intervalo Bossier sea más representativo para este caso, pero para saberlo hay que primeramente buscar respuestas en los 'análogos' que para esta etapa de estudio serían los afloramientos de estas formaciones geológicas.

Existe un gran potencial a ser explorado en Los Molles, mientras que en el caso de Vaca Muerta su potencial ya fue identificado y su estudio está en marcha. Pero con respecto a ambas existe una gran necesidad de conocimiento para determinar su análogo para comportamiento productivo. Este conocimiento puede ser obtenido con menor costo con inversiones en trabajos de campo, es decir, explorando lo que hay en superficie.

Agradecimientos

Este trabajo no sería posible sin el incentivo y colaboración de algunos colegas. Agradecemos a la Dra. Silvia Barredo, Dra. Maisa Tunik, Dra. Laura Giambiagi, Dr. Juan Manuel Torres e Ingeniero Andrés Bibé por sus correcciones, comentarios y sugerencias. También nuestro reconocimiento a los geólogos Msc. Dorval Dias Filho y Eduardo Vallejo que aportaron gran parte del material utilizado en este trabajo.

Referencias

Alonso, J. Giusiano, A. E., Chebli G. y Ibáñez G. 2011. 'Shale Gas en la Provincia de Neuquén.' Sec. de Hidrocarburos, Energía y Minería Neuquén & Phoenix Oil & Gas, S.A.

Anders, D. 1991. 'Geochemical exploration methods.' In: *Source and migration processes and evaluation techniques* (Merrill, R.K.; editor). American Association of Petroleum Geologists: 89-95. Oklahoma.

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 Exploración de Hidrocarburos. Actas I: 287-306. Buenos Aires

Barredo, S. y L. Stinco, 2010. 'Geodinámica de las cuencas sedimentarias: su importancia en la localización de sistemas petroleros en la Argentina.' Petrotecnia, abril, 2010.

Barrio, C. A. 1990. 'Late Cretaceous-Early Tertiary sedimentation in a semi-arid foreland basin

(Neuquén basin, western Argentina).' *Sedimentary Geology* 66: 255-275.

Bechis, F., 2009. *Deformación transtensiva de la Cuenca Neuquina: análisis a partir de ejemplos de campo y modelos análogos*. Tesis Doctoral Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, 258p (Inédito).

Boll A. & Valencio D., 1996. 'Relación Estratigráfico entre las Formaciones Tordillo y Vaca Muerta en el Sector Central de la Dorsal de Huilcul, Provincia de Neuquén'. XXIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas V: 205-223 p.

Bordenave, M.L., 1993. 'The Sedimentation of Organic Matter.' In: Bordenave, M.L. (Ed.), (1993). *Applied Petroleum Geochemistry*. Éditions Technip, Paris, 15-76.

Bowker, K.A., 2007. 'Barnett shale gas production, Fort Worth Basin: issues and discussion'. AAPG Bulletin 91 (4), 523-533.

Brittenham, M.D. 2010. 'Unconventional Discovery Thinking In Resource Plays: Haynesville Trend, N. Louisiana'. AAPG 2010 Annual Convention Discovery Thinking Forum. New Orleans, LA.

Chalmers, G.R.L., Bustin, R., Power, I., 2012. 'Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units'. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 96(6):1099-1120. Department of Earth and Ocean Sciences, University of British Columbia, Vancouver, Canada June.

Cherry, M. 2011. 'A case history of the Eagle Ford oil shale play, South Texas.' AAPG Hedberg Conference. Search and Discovery Article #90122.

Cruz, C. E., F. Robles, C. A. Sylwan & H. J. Villar, 1999. 'Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huilcul. Cuenca Neuquina, Argentina.' IV.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p. 175-195, Buenos Aires.

Cruz, C.E., Boll, A., Omil, R.G., Martínez, E.A., Arregui, C., Gulisano, C., Laffitte, G. A., and Villar,

H.J., 2002. 'Hábitat de Hidrocarburos y Sistemas de Carga Los Molles y Vaca Muerta en el Sector Central de la Cuenca Neuquina, Argentina.' IAPG, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Noviembre 2002, 20p.

Decker, A.D., Coates, J.M., Wicks, D.E., 1992. 'Stratigraphy, gas occurrence, formation evaluation and fracture characterization of the Antrim shale, Michigan Basin'. GRI Topical Report, No. GRI-92/0258, 153 p.

Della Favera, J.C. 2001. *Fundamentos de Estratigrafía Moderna*. Rio de Janeiro, Editora da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, 264p.

Digregorio, J.H. y M. A. Uliana, 1980. 'Cuenca Neuquina'. En: J.C. Turner (Ed.) *Geología Regional Argentina 2*. Academia Nacional de Ciencias, Córdoba: 985-1032.

Ding, W., Chao, L., Chunyan, L., Changchun, X., Kai, J., Zeng, W. 2012. 'Fracture development in shale and its relationship to gas Accumulation'. China University of Geosciences (Beijing). *Geoscience Frontiers* 3(1) (2012) 97-105.

Energy Tribune, 2011. 'Argentinean Shale Gas Find to Boost Reserves in Future' - <http://www.energytribune.com/7984/argentinean-shale-gas-find-to-boost-reserves-in-future>.

Freije, H.; Azúa, G.; González, R.; Ponce, J.J.; Zavala, C. 2002. 'Actividad tectónica sinsedimentaria en el Jurásico del sur de la Cuenca Neuquina'. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, No. 5, Actas CD: 17 p. Mar del Plata

Gulisano, C.A. 1981. 'El ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza'. VIII° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 579-592. Buenos Aires.

Gulisano, C.A.; Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E., 1984. 'Esquema estratigráfico de la secuencia Jurásica del oeste de la provincia del Neuquén'. 9° Congreso Geológico Argentino. Bariloche. Actas. t. 1. p. 236-259. Buenos Aires.

Hammes, U., and Frébourg, G., 2012. 'Haynesville and Bossier mudrocks: a facies and sequence stratigraphic investigation, East Texas and Louisiana, USA'. *Marine and Petroleum Geology*, v. 31, p. 8-26.

Hill, D.G., Nelson, C.R., 2000. 'Reservoir properties of the Upper Cretaceous Lewis Shale, a new natural gas play in the San Juan Basin'. *AAPG Bulletin* 84 (8), 1240.

Hinterwimmer, G.A.; Jáuregui, J.M. 1984. 'Análisis de facies de los depósitos de turbiditas de la Formación Los Molles en el sondeo Barda Colorada Este, Provincia de Neuquén'. Congreso Geológico Argentino, No. 9, Actas 5: 124-135. Bariloche.

Kietzmann, D.A.; Palma, R.M.; Bressan, G.S. 2008. 'Facies y microfacies de la rampa tithoniana-berriasiana de la Cuenca Neuquina (Formación Vaca Muerta) en la sección del Arroyo Loncoche-Malargüe, provincia de Mendoza'. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63 (4): 696-713.

Kietzmann, D.A.; Martín-Chivelet, J.; Palma, R.M.; López-Gómez, J.; Lescano, M.; Concheyro, A. 2011. 'Evidence of precessional and eccentricity orbital cycles in a Tithonian source rock: the mid-outer carbonate ramp of the Vaca Muerta Formation, Northern Neuquén Basin, Argentina'. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 95 (9): 1459-1474

Kietzmann, D. A; Vennari, V. V. 2013. 'Sedimentología y estratigrafía de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Berriasiano) en el área del cerro Domuyo, norte de Neuquén, Argentina'. *AndGeo*, Santiago, v. 40, n. 1, enero.

Kuuskräa, V., Stevens S., Van Leeuwen T., Moodhe K. 2011. 'World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States'. Advanced Resources International, Inc. Prepared for U. S. Energy Information Administration - U.S. Department of Energy. Washington, DC. April.

Leanza, H.A. y C.A. Hugo. 1997. 'Hoja Geológica 3969-III - Picún Leufú, provincias del Neuquén y Río Negro'. Instituto de Geología y Recursos Naturales. SEGEMAR, Boletín 218: 1-135. Buenos Aires.

Leanza, H. A., C. A. Hugo y D. Repol, 2001. 'Hoja Geológica 3969-I - Zapala, provincia del Neuquén'. Boletín Instituto de Geología y Recursos Naturales. SEGEMAR, Boletín 275: 1-128. Buenos Aires.

Leanza, H.A., Mazzini, A., Corfu, F., Lambías, E.J., Svensen, H., Planke, S., Galland, O. 2013. 'The Chachil Limestone (Pliensbachianearliest

Toarcian) Neuquén Basin, Argentina: UePb age calibration and its significance on the Early Jurassic evolution of southwestern Gondwana'. *Journal of South American Earth Sciences* 42 (2013) 171-185.

Legarreta, L. & C.A. Gulisano. 1989. 'Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior)'. En: G.A. Chebli & L.A. Spalletti (eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas*, 221-243.

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).

Martinez, M.A., Prámparo, M.B., Quattrocchio, M.E., and Zavala, C.A., 2008. 'Depositional Environments and Hydrocarbon Potential of the Middle Jurassic Los Molles Formation, Neuquén Basin Argentina: Palynofacies and Organic Geochemical Data.' *Revista Geológica de Chile*, 35 (2), p. 279-305.

Mosquera, A., Alonso, J., Boll, A., Alarcón, Zavala, C., Arcuri, M., and Villar, H.J., 2008. 'Migración Lateral y Evidencias de Hidrocarburos Cuyanos en Yacimientos de la Plataforma de Catriel, Cuenca Neuquina.' En M. Schiuma, ed., IAPG, *VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. p. 491-526.

Mutti, E., Gulisano, C.A. and Legarreta, L. 1994. 'Anomalous systems tracts stacking patterns within 3° order depositional sequences (Jurassic - Cretaceous back-arc Neuquén Basin, Argentine Andes)'. In: Posamentier, H.W. and Mutti, E. (eds.) *Second High Resolution Sequence Stratigraphy Conference*. Abstracts:137-143. Trempt.

Paim, P. S.G., Silveira, A.S., Lavina, E.L.C., Ubiratan, F.F., Leanza, H.A., Teixeira De Oliveira, J.M.M., D'Avila, R.S.F. 2008. 'High resolution stratigraphy and gravity flow deposits in the Los Molles Formation (Cuyo Group - Jurassic) at La Jardinera region, Neuquén basin'. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. Simpósio Jurásico de America del Sur. 63(4):728-753. Buenos Aires.

Perrodon, A., and P. Masse, 1984. 'Subsidence, sedimentation and petroleum system'. *Journal of Petroleum Geology*, v.7, n.1, p. 5-26.

Ramos, V.A., Folguera, A., García Morabito, E., 2011a. 'Las provincias geológicas del Neuquén'.

En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., Vallés, J.M. (Eds.), *Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*, pp. 317e326. Buenos Aires.

Ramos, V.A., Mosquera, A., Folguera, A., García Morabito, E., 2011b. 'Evolución tectónica de los Andes y del Engolfamiento Neuquino adyacente'. En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., Vallés, J.M. (Eds.), *Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*, pp. 335e347. Buenos Aires.

Riccardi, A.C. 2008. 'El Jurásico de Argentina y sus amonites'. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*. 63: 625-643.

Rodríguez, F., G. Olea, D. Del Pino, R. Baudino y M. Suarez, 2008. 'Overpressured gas Systems modeling in the Neuquén Basin Center'. AAPG Annual Convention and Exhibition, Poster Session, San Antonio.

Scotese, C.R., 1997. *Continental Drift*, 7th edition, PALEOMAP Project, Arlington, Texas, 79 pp.

Silvestro, J. y Zubiri, M. 2008. 'Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal neuquina (39° S)-Neuquén'. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63 (1): 49-64.

Slatt, R.M., and Rodriguez N.D., 2012. 'Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: Commonality or coincidence.' *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 8, p. 68-84.

Spalletti, L.A.; Veiga, G.D.; Schwarz, E.; Franzese, J. 2008. 'Depósitos de flujos gravitacionales subácueos de sedimentos en el flanco activo de la Cuenca Neuquina durante el Cretácico Temprano'. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63: 442-453.

Steinhoff, I., Cicero, A.D., Kimberly A. K., Dezelle, J., McClain, T., Gillett, C. 2011. 'Understanding the regional Haynesville and Bossier Shale depositional systems in East Texas and Northern Louisiana: An integrated structural/stratigraphic approach'. *Search and Discovery Article #50379*.

Stinco, L. P. & A. Mosquera, 2003. 'Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina.'

II.º Congreso de hidrocarburos 2003, IAPG, Actas-CD-ROM, p. 17, Buenos Aires.

Tunik, M. A., 2001. *Análisis sedimentológico y tectónico de la primera ingresión atlántica en la alta cordillera de Mendoza*. Tesis Doctoral Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, 257 p (Inédito).

Tunik, M.; Folguera, A.; Naipauer, M.; Pimentel, M.; Ramos, V.A. 2010. 'Early uplift and orogenic deformation in the Neuquén Basin: Constraints on the Andean uplift from U-Pb and Hf isotopic data of detrital zircons'. *Tectonophysics* 489 (1-4): 258-273.

Tyson, R.V. 1995. 'Sedimentary organic matter'. Chapman Hall: 615 p. London.

Uliana, M., M. Arteaga, L. Legarreta, J. Cerdán y G. Peroni, 1995. 'Inversion structures and hydrocarbon occurrence in Argentina'. In: Buchanan and Buchanan (Eds.): *Basin Inversion*. Geologic Society Special Publication N° 88: 211-233. London.

Uliana, M.A., L. Legarreta, G.A. Laffitte y H.J. Villar, 1999. 'Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras en las cuencas petrolíferas de Argentina'. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Tomo I: 1-91. Mar del Plata.

University of Houston Glossary of Terms - http://www.uh.edu/~dguo/glossary_of_terms_used.htm

Van Wagoner, J.C., Mitchum Jr., R.M., Campion, K.M., Rahmanian, V.D., 1990. 'Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Core, and Outcrops: Concepts for High-resolution Correlation of Time and Facies'. In: AAPG *Methods in Exploration Series*, 7. 55.

Vergani, G.D., A.J. Tankard, H.J. Belotti & H.J. Welsink. 1995. 'Tectonic evolution and

Paleogeography of the Neuquén basin, Argentina.' In: A.J. Tankard, R. Suárez & H.J. Welsink (eds.), *Petroleum basins of South America*, AAPG Memoir 62: 383-402.

Walther, J. 1894. 'Einleitung in die Geologie als Historische Wissenschaft'. Bd. 3. *Lithogenesis der Gegenwart*. G. Fischer, Jena, p.535-1055.

Zavala, C. 2002. 'El contacto entre los grupos Cuyo y Lotena (Jurásico) en la sierra de Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, Argentina.' XVº Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 711-715.

Zumel, J., R. García & G. Pando. 2002. 'Los reservorios del Grupo Cuyo inferior.' En: M. Schiuma, G. Hinterwimer & G. Vergani (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas argentinas*. Vº Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 255-275.

Figuras

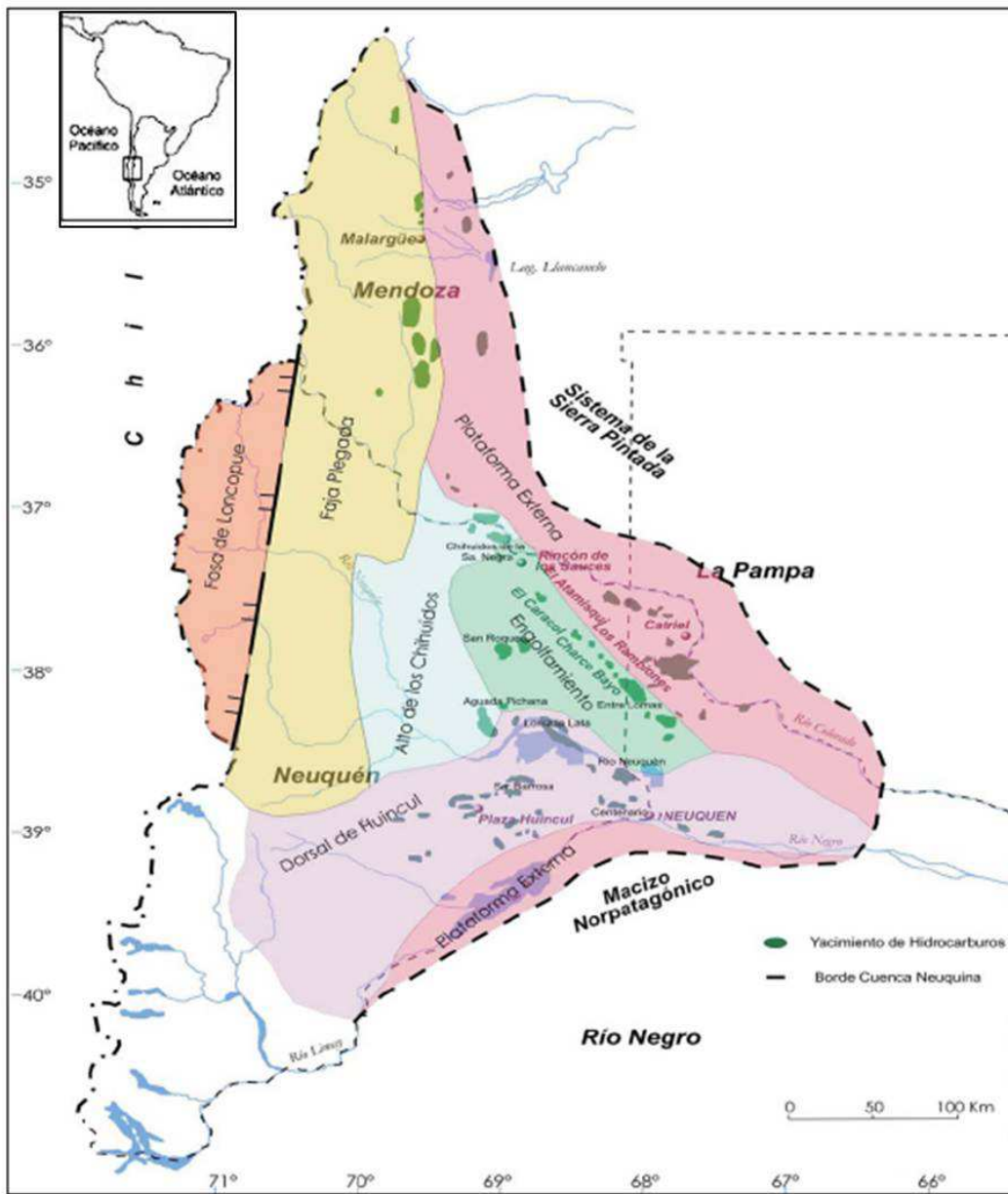


Figura 1 – Mapa de Cuenca Neuquina y zonas estructurales. (Tomada de Alonso *et al.* 2011).

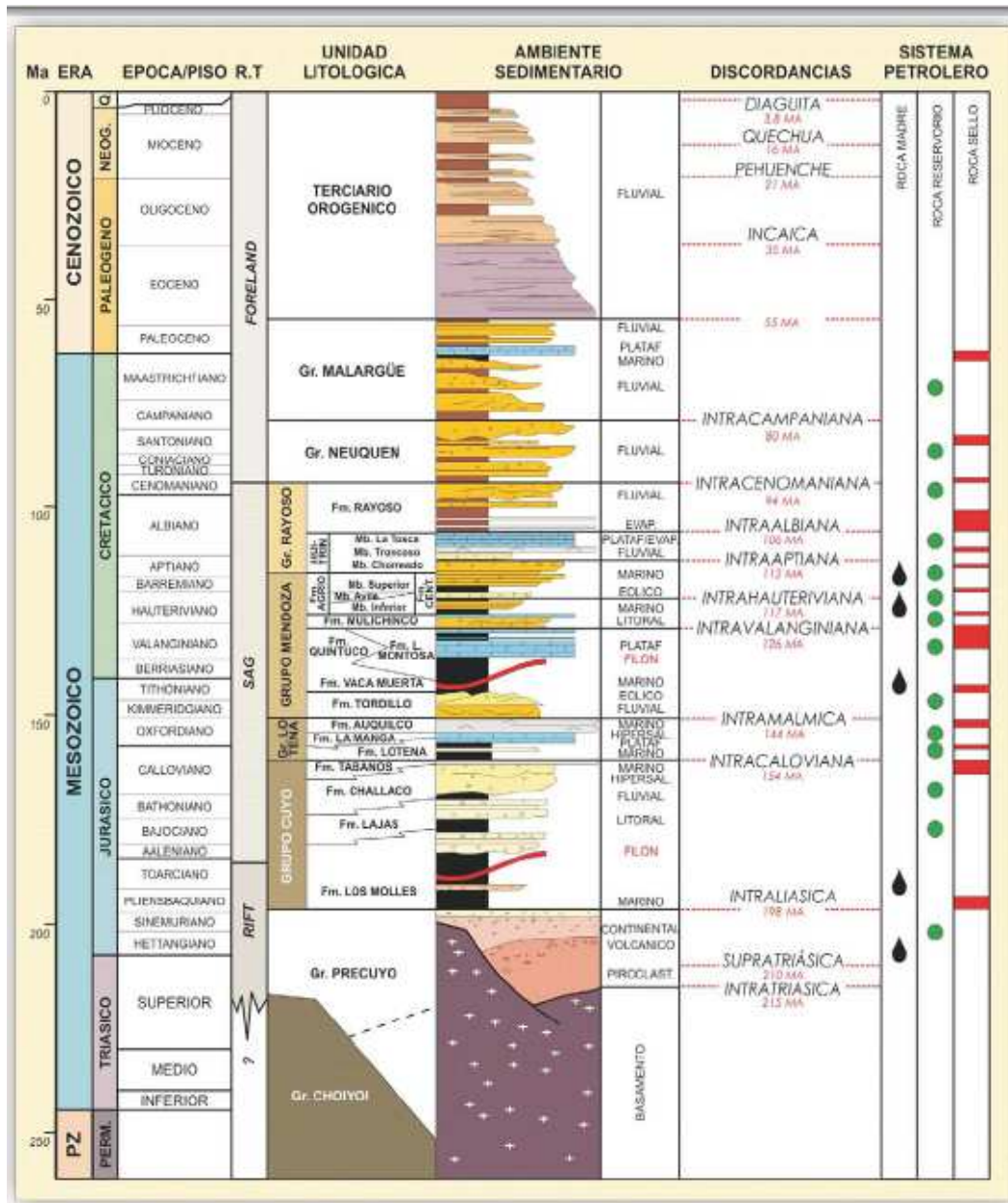


Figura 2 – Carta estratigráfica de la Cuenca Neuquina (Tomada de Alonso *et al.* 2011).

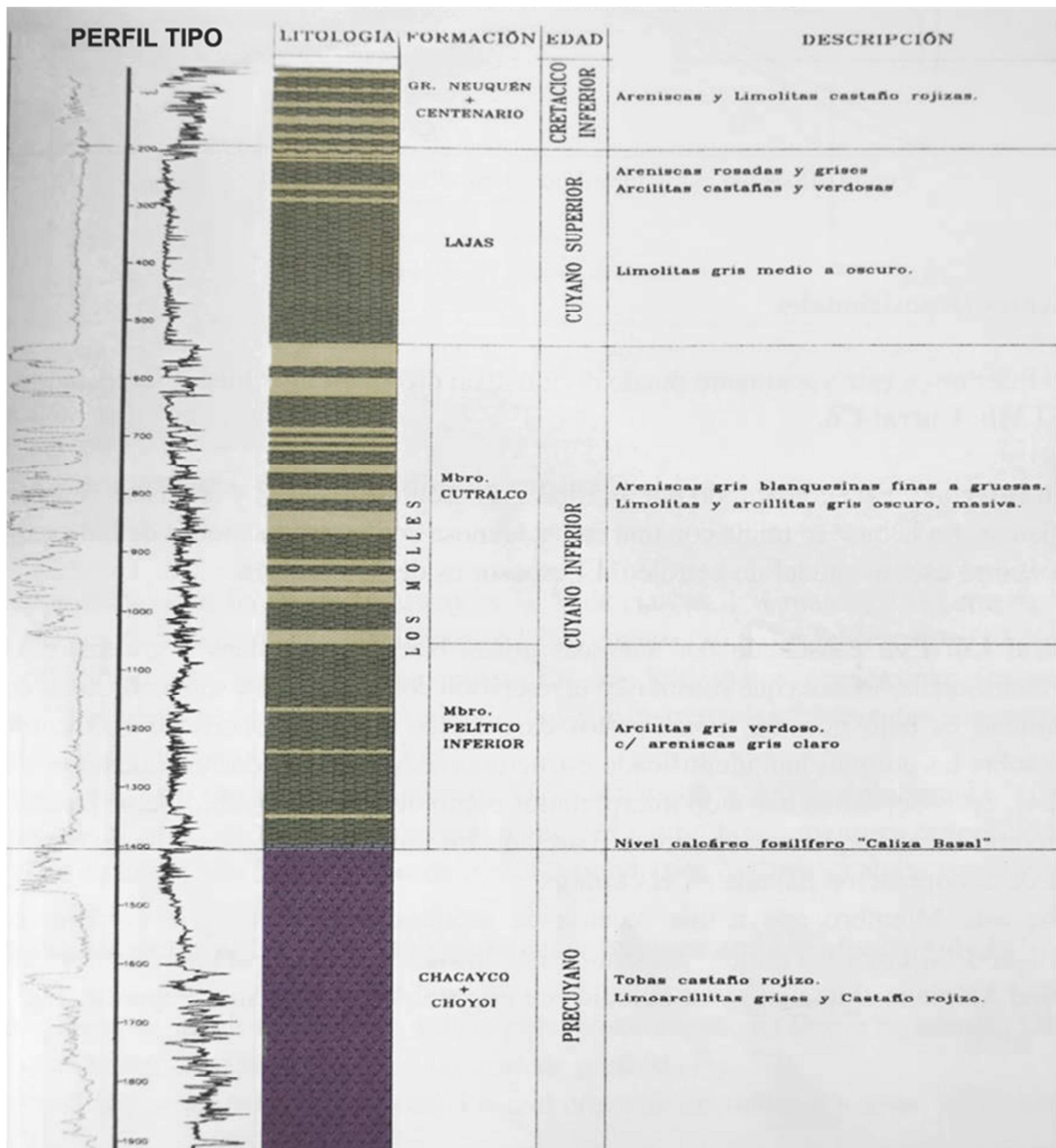


Figura 3 – Sección tipo del Grupo Cuyo, Formación Los Molles y Formación Lajas (miembros Chachil, Pelítico Inferior, Cutral Có y Pelítico Superior) en Yacimiento Puesto Touquet (Tomada de Zumel et al. 2002).

Edad	Estratigrafía			Ambiente sedimentario	
Barremiano	Mesosecuencia Mendoza	Super.	Fm. Agrio	rampa mixta (cuenca, rampa externa, rampa media, rampa interna)	
Hauteriviano				rampa externa y cuenca	
Valanginiano		Media	Fm. Chachao	rampa interna	
Berriasiano		Inferior		Gr. Mendoza	rampa mixta (cuenca, rampa externa, rampa media distal)
Tithoniano			Fm. Vaca Muerta		rampa media? a cuenca
Kimmeridgiano			Fm. Tordillo		fluvial, eólico, lacustre

EDAD	ESTRATIGRAFÍA	AMBIENTE SEDIMENTARIO	
Mioceno	Fm. Charilehue	flujos piroclásticos	
Cretácico	Berriasiano	Mb. superior	rampa externa y cuenca
		Mb. Huncal	talud/complejo de desmoronamiento
Jurásico	Tithoniano	Mb. inferior	rampa media? a cuenca
Kimmerid.	Fm. Vaca Muerta	Fm. Lindero de Piedra?	
		Mb. superior	continental/transicional
		Mb. inferior	

Figura 4 – Cuadro estratigráfico esquemático del Grupo Mendoza y de la Formación Vaca Muerta en el área del Cerro Domuyo (Modificada de Palma *et al.* 2008 y Kietzmann y Vennari, 2013).



Figura 5 - Depósitos de la Formación Los Molles (afloramiento Bajada de Los Molles).

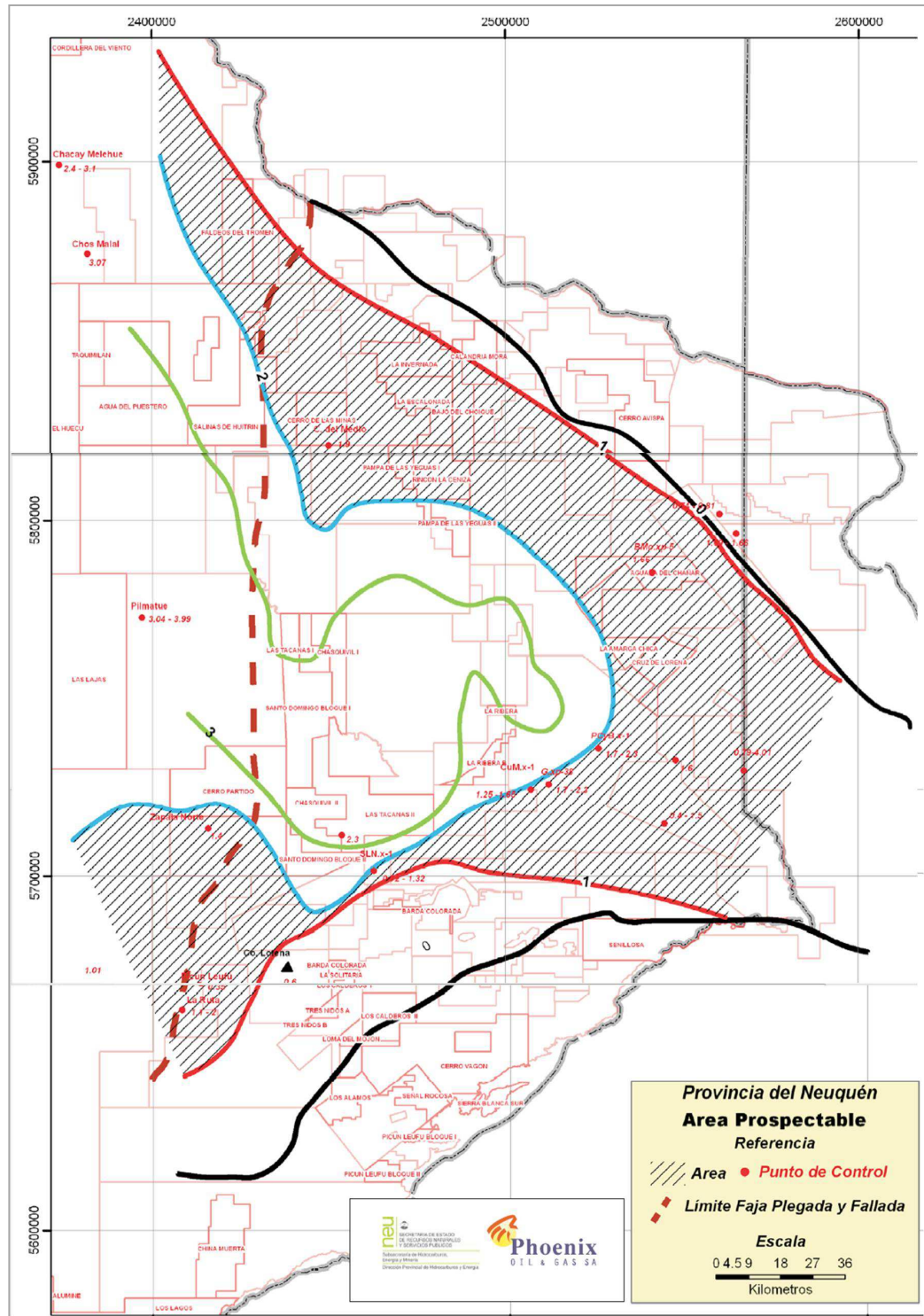


Figura 6 – Área prospectable de Gas en Pelitas de la Formación Los Molles según Allonso et al. (2011).

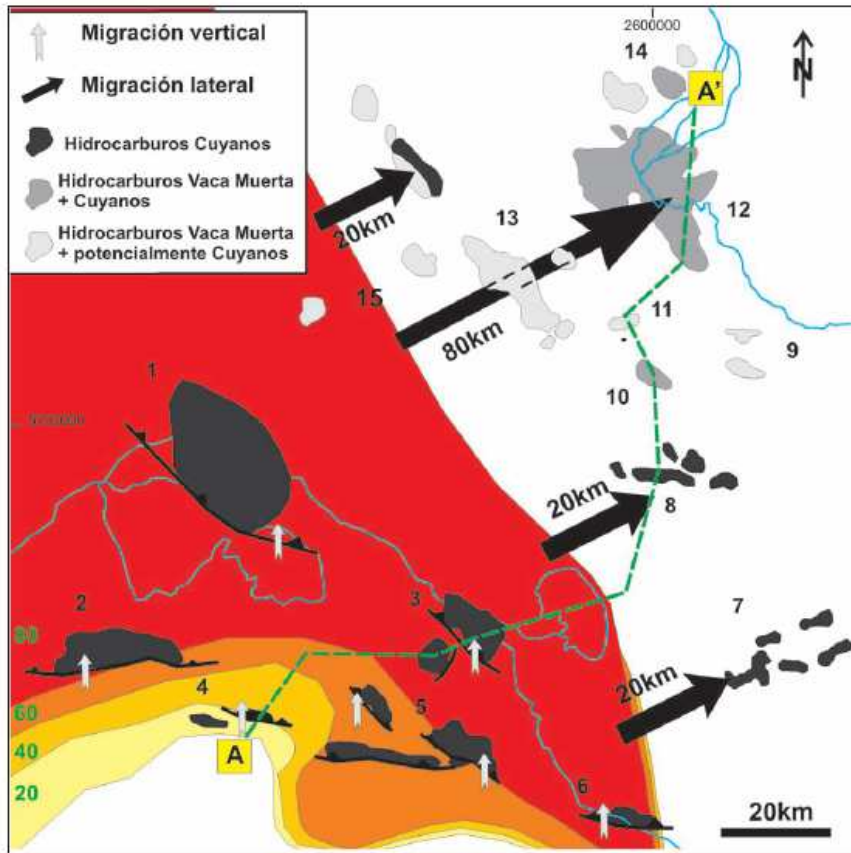


Figura 7 – Mapa de tasa de transformación al nivel de la Formación Los Molles (Tomada de Mosqueira, *et al.*, 2008).

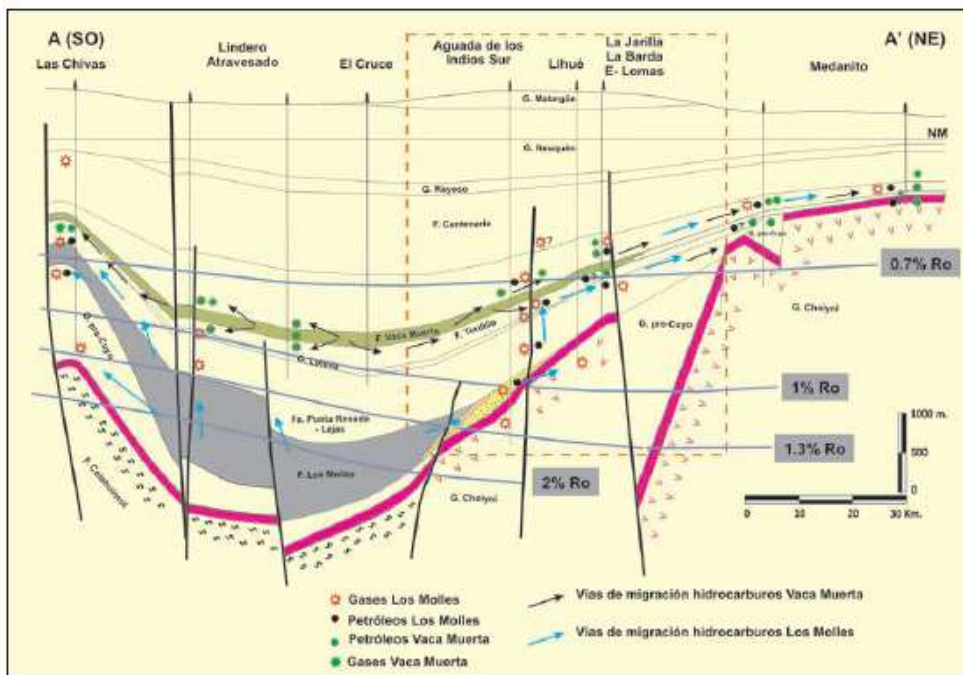


Figura 8 – Corte Estructural (DIP) en la Cuenca Neuquina presentando la continuidad lateral en una sección estructural de los prospectos Los Molles y Vaca Muerta (Tomada de Mosquera, *et al.*, 2008).

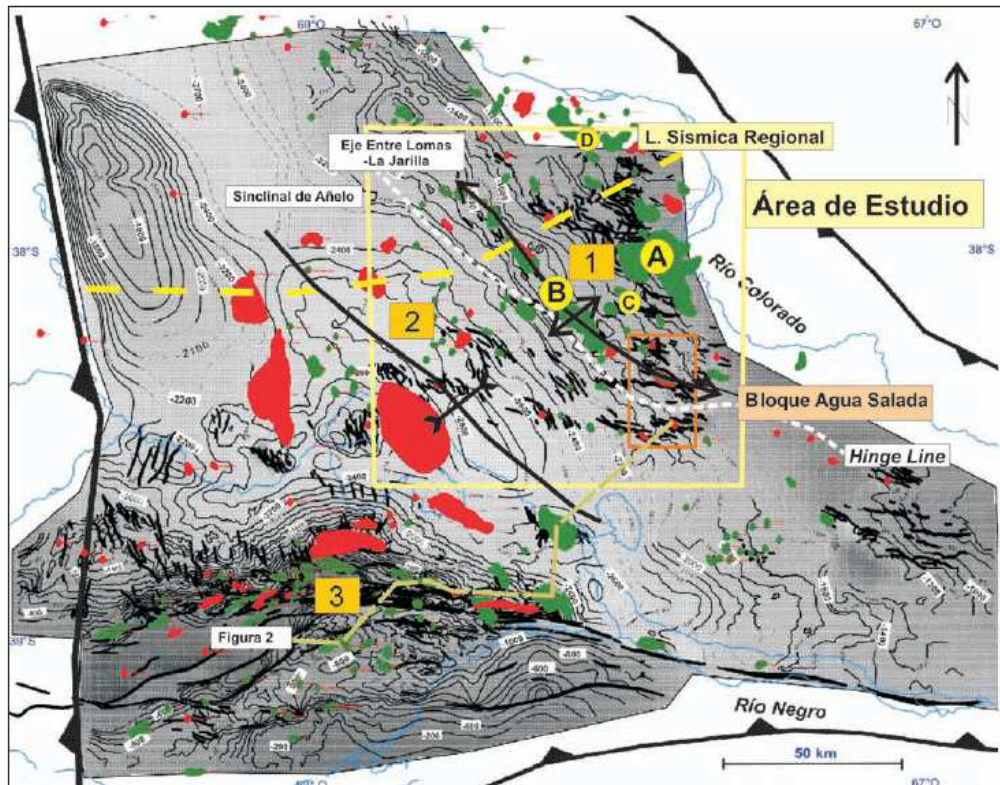


Figura 9 – Mapa estructural a la base de la Formación Vaca Muerta abarcando regiones de la Dorsal de Huincul (3), Engolfamiento/Centro de Cuenca (2) y Plataforma de Catriel (1). En esta última región los dos principales dominios estructurales tienen orientación NO-SE y O-E respectivamente. Las letras A, B, C y D representan yacimientos importantes en esta área (Tomada de Mosquera, et al. 2008).

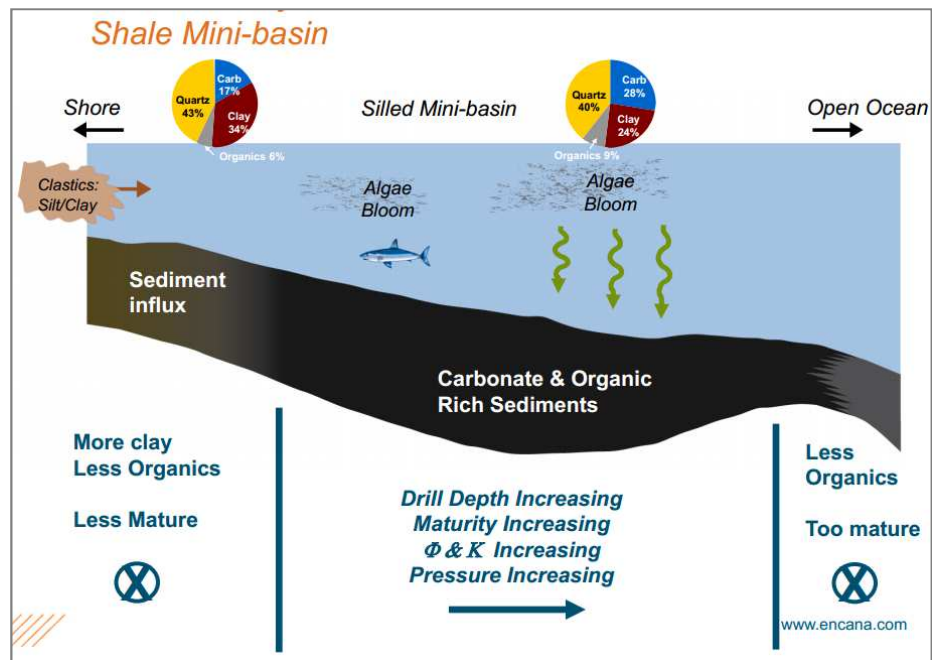


Figura 10 – Ejemplo de ambiente y mineralogía favorables para acumulación de gas en lutitas (*shale gas*). Caso del Haynesville *shale* (Fuente: Brittenham, 2010).

	Los Molles	Haynesville Analog	Vaca Muerta	Marcellus Analog
Total organic content, %	1-5	1-4	3-14	0.3-11
Sand mineralogy content	Medium	Low	NA	Low
Net thickness, ft	300	100-200	325	470
Clay content, %	4-41	25-33	NA	40-60
Pressure	Over pressure	Over pressure	Over pressure	Over pressured
Depth, ft	6,500-15,000	9,000-16,500	5,500-10,000	4,000-8,500
Gas in place, Tcf	478	250-320	687	1,300-1,900

Tabla 1 – Tabla de propiedades claves para análisis de potencial como shale gas. Algunas características de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta y posibles análogos, las Formaciones Haynesville y Marcellus en USA (Fuente: *US Energy Information Administration (EIA), 2011*).

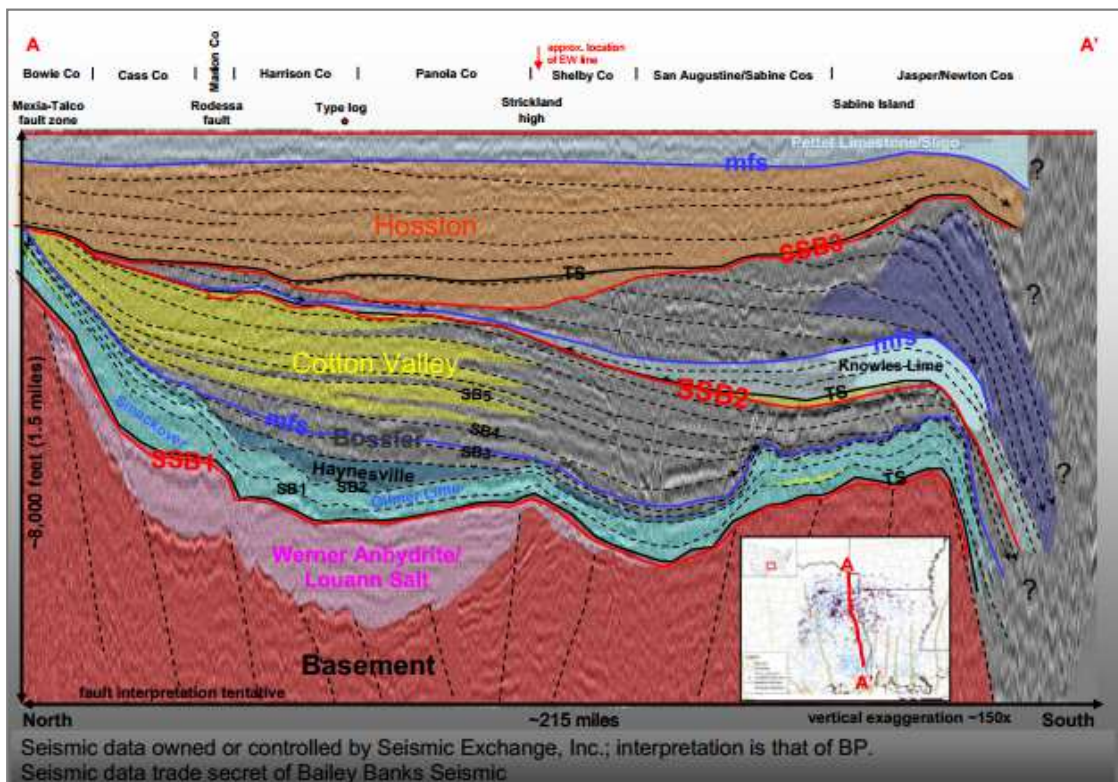


Figura 11 – Sección sísmica tipo (DIP) de la Cuenca de Golfo de México y complejidad estructural y continuidad lateral de Haynesville shale (Tomada de Steinhoff et al. 2011).

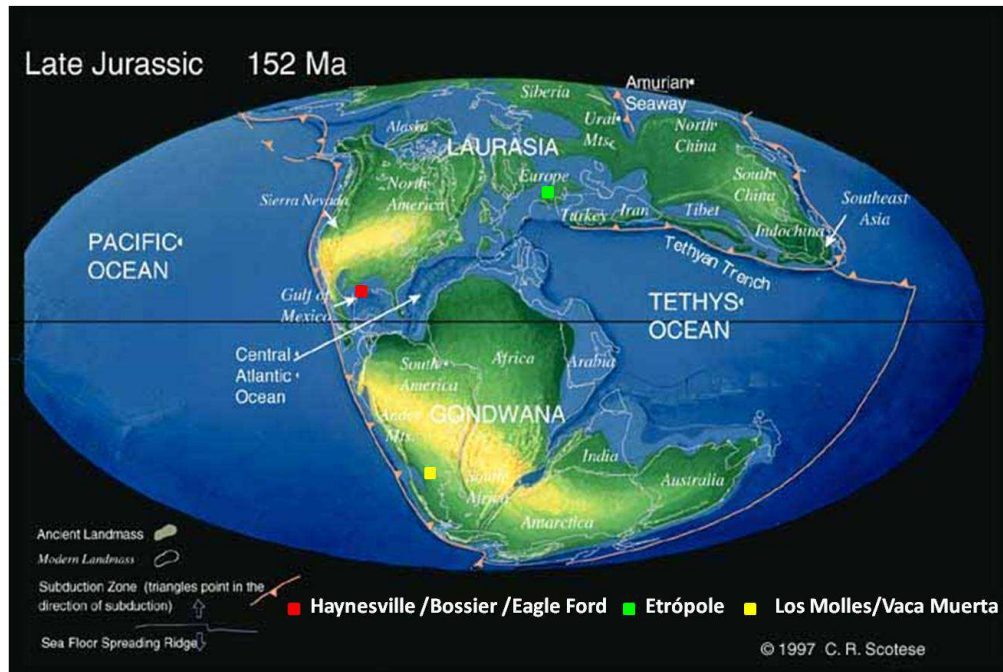


Figura 12 – Paleogeografía del Jurásico y ubicación de los *shale plays* Etrópole, Los Molles, Haynesville y Bossier (Modificada de Scotese, 1997).

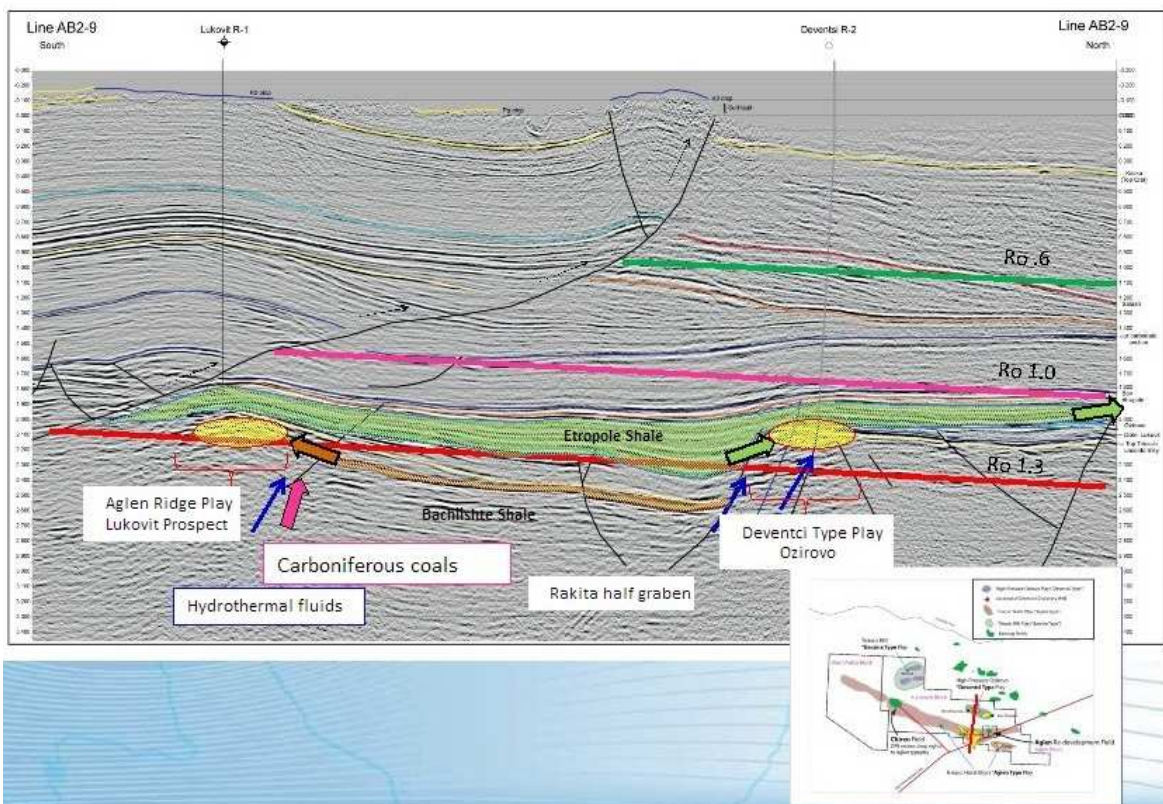


Figura 13 – Sección sísmica (DIP) del Etrópole shale (Jurásico Medio) en la Bulgaria, análogo de Haynesville (Fuente: TransAtlantic Petroleum Ltd.).

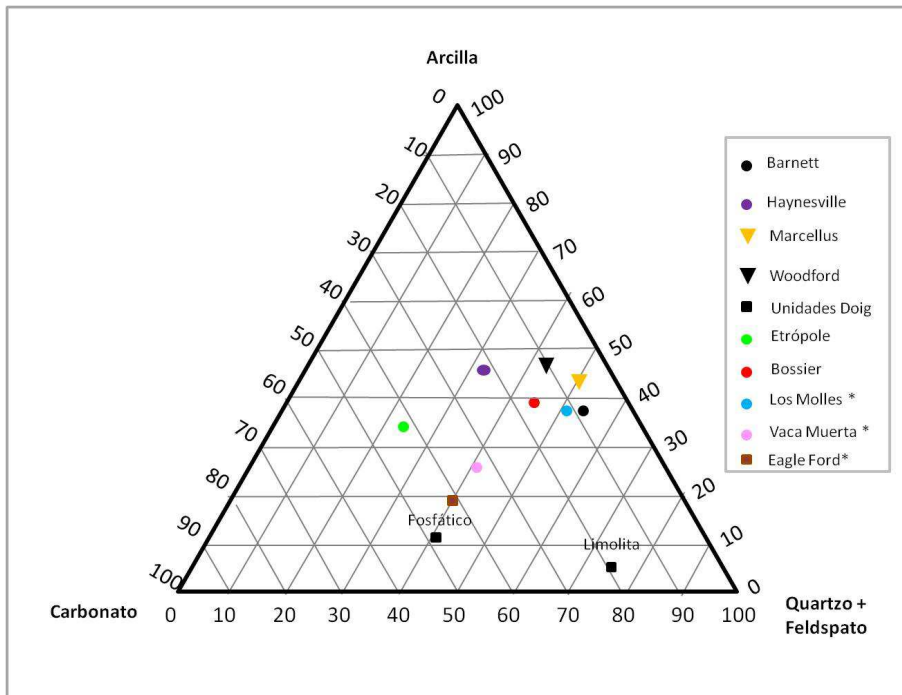


Figura 14 – Diagrama composicional simplificado basado en datos normalizados modificado de Chalmers *et al.* (2012). La composición de Los Molles, Vaca Muerta fueran estimadas con base en las informaciones de publicaciones y las informaciones de Etrópole y Bossier están basadas en datos de Ding *et al.* (2012) y *TransAtlantic's Report* (2010) y (Cherry, 2011).

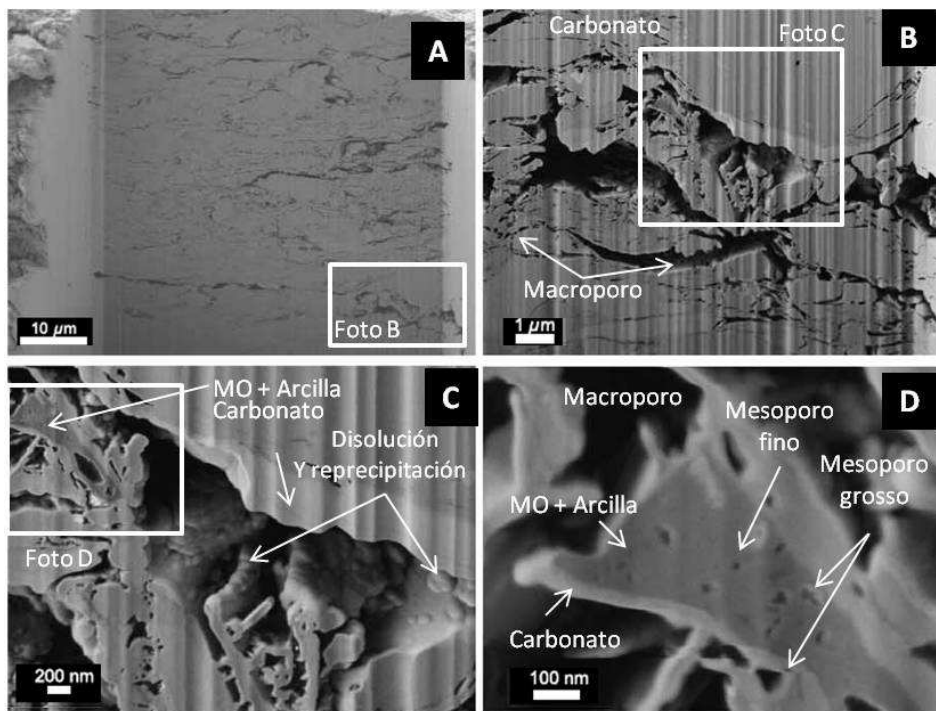


Figura 15 – Imagen de Haynesville *shale* en microscopio electrónico de barrido (SEM) (Modificada de Chalmers *et al.* 2012). Presencia de macroporos interpretados como originados de procesos diagenéticos de disolución y precipitación de los carbonatos.

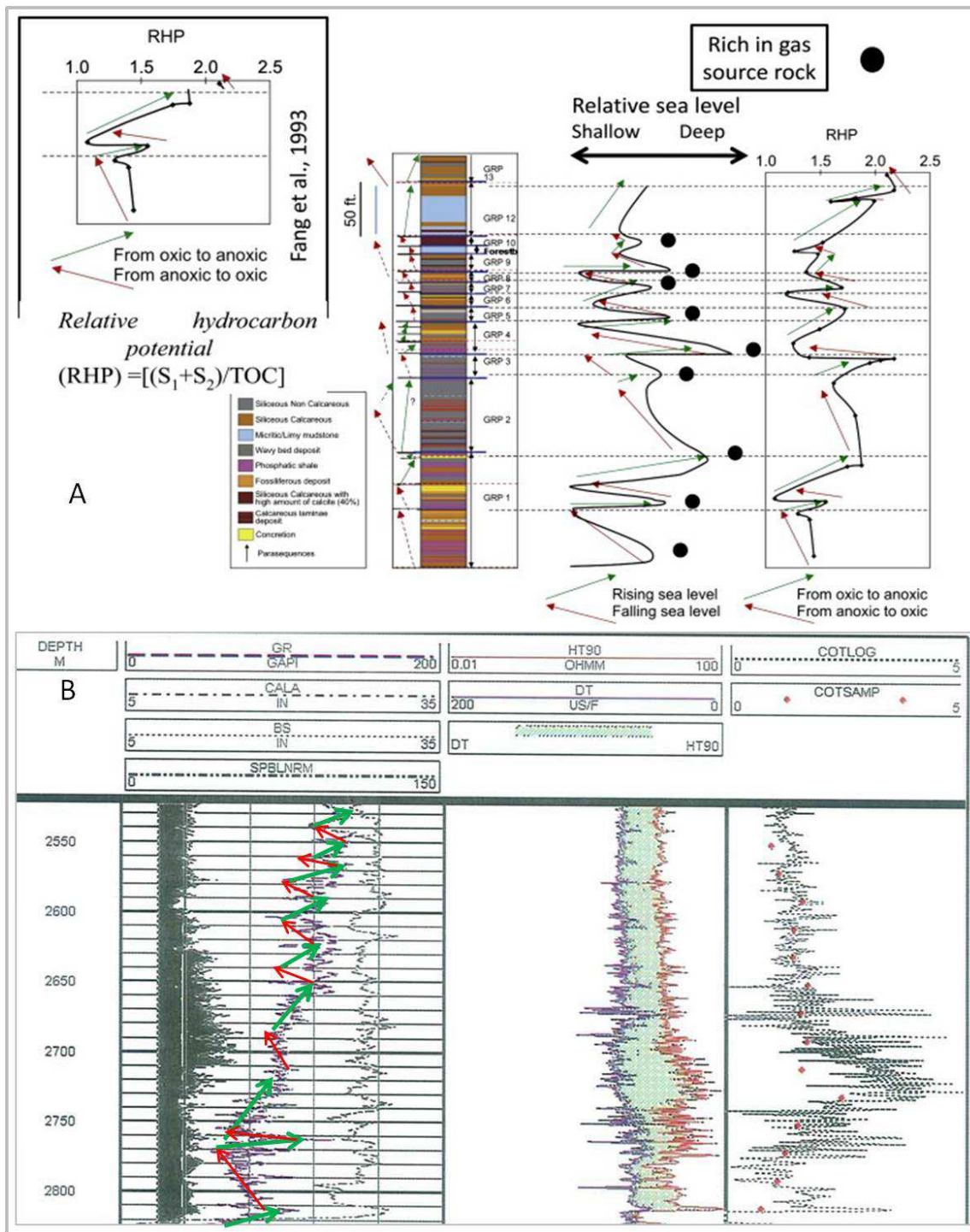


Figura 16 – (A) Comparación entre nivel relativo del mar y la curva de RHP (Potencial Relativo de Hidrocarburo que utiliza S1,S2 y TOC), ejemplo de Barnett shale. Mudanzas en condiciones oxicas y anoxicas indicadas pela curva de RHP demuestran una correlación positiva con niveles gasíferos y con fluctuaciones en el nivel del mar, interpretadas dentro de padrones de apilamientos de litofacies (Tomada de Slatt, et al. 2012). (B) Ejemplo de un pozo de Los Molles en Punta Senillosa (Modificada de Stinco & Mosquero, 2003).

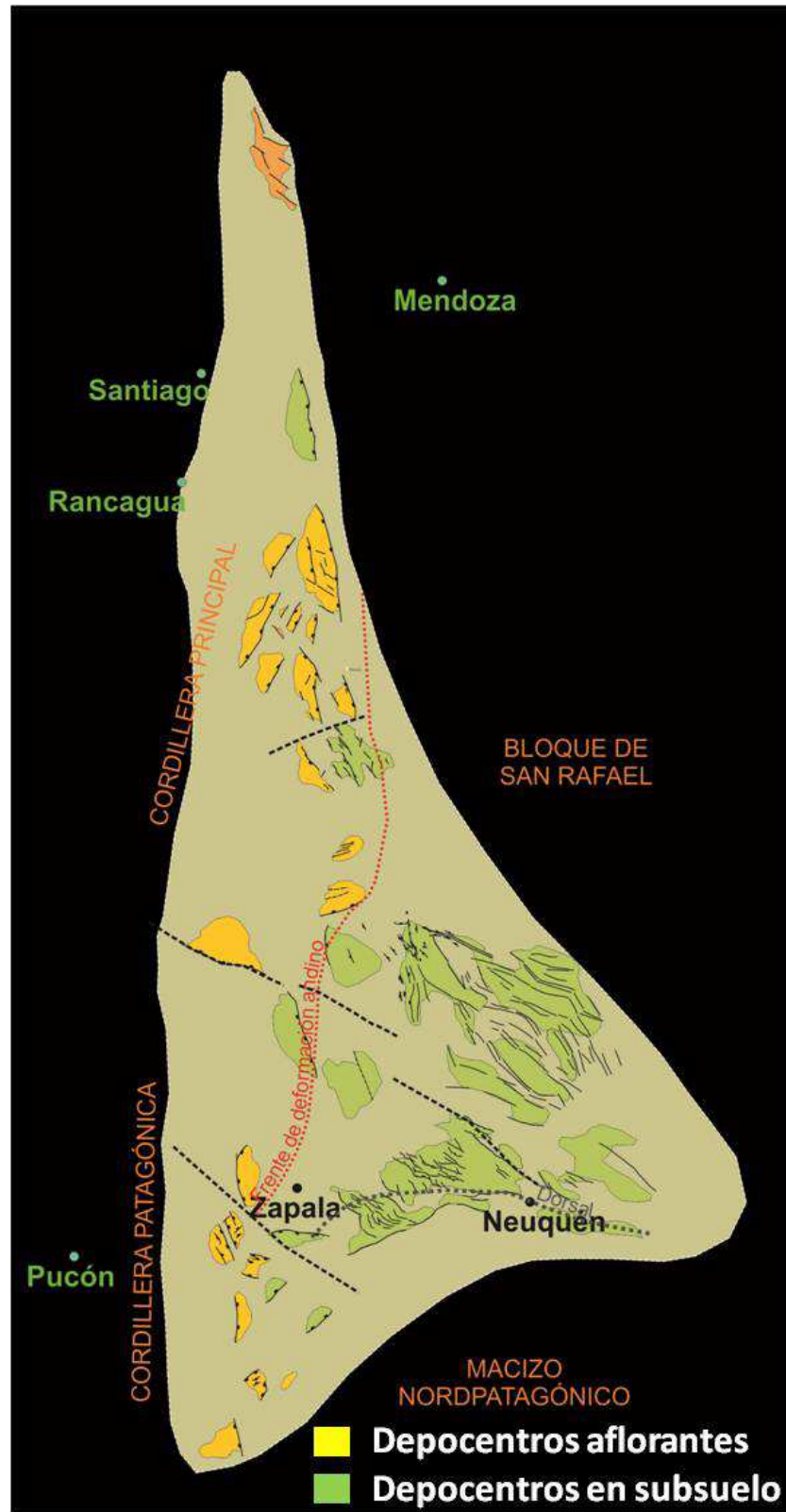


Figura 17 – Principales depocentros de Cuenca Neuquina (Tomada de Bechis, 2009).

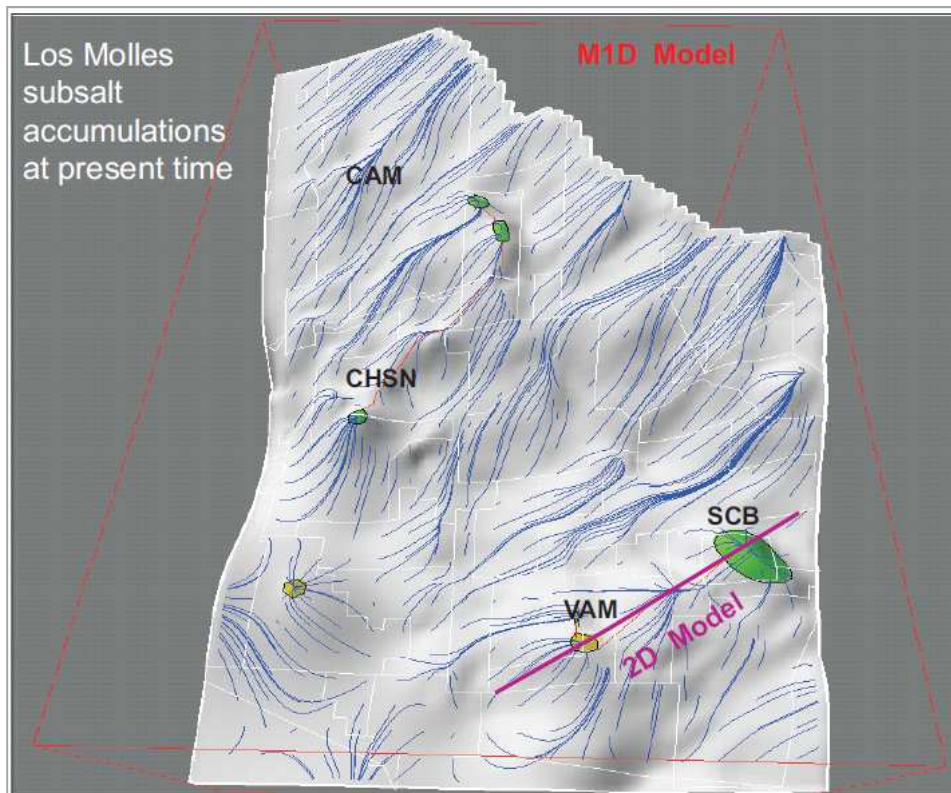


Figura 18 - Modelo de acumulación actual y líneas de flujo con tendencia a ser paralelas a las paleocorrientes indicadas en los estudios de afloramientos ENE (Modificada de Rodriguez *et al.* 2008).

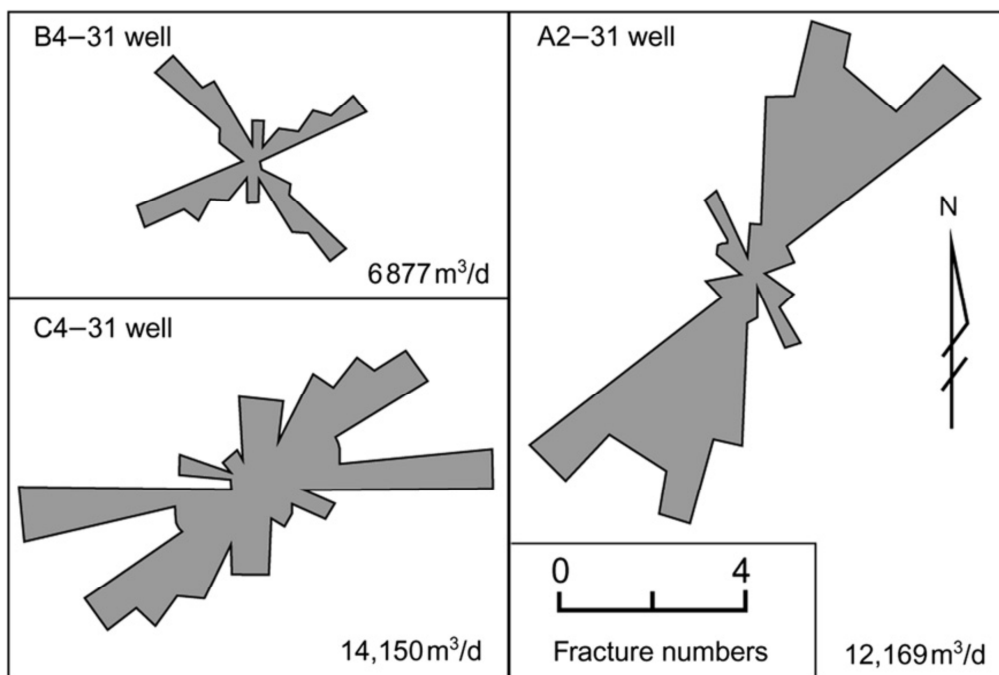


Figura 19 – Roseta de fracturas comparando orientación y abundancia con productividad de gas del Antrim shale, Michigan Basin (Modificada de Decker *et al.* 1992 en Ding, 2012).