

CONTROLES ESTRATIGRÁFICOS SOBRE PROPIEDADES DE LA ROCA EN LOS SHALES DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA, CUENCA NEUQUINA, PROVINCIA DE NEUQUÉN

Thamy Sales¹, Adolfo Giusiano², Nicolás Gutiérrez Schmidt², Julio C. Alonso², Osvaldo Muñoz²

1: Universidad Nacional de Río Negro. tsales@unrn.edu.ar

2: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Provincia de Neuquén. Dirección de Estudios.
agiusiano@neuquen.gov.ar, ngutierrez@neuquen.gov.ar, jcalonso@neuquen.gov.ar, omunoz@neuquen.gov.ar

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Formación Vaca Muerta, estratigrafía, shale

ABSTRACT

Stratigraphic controls on rock properties of Vaca Muerta Formation shale's, Neuquén Basin, Neuquén province

Vaca Muerta Formation is one of the major unconventional reservoirs in Argentina. In order to characterize these reservoirs is important to consider an integration of sedimentological-stratigraphical approach using core and log information (mineralogy, sedimentary facies, their associations and stacking patterns), petrophysical interpretation (lithotypes and total porosity), geomechanical and geochemistry analysis (brittle index, total organic carbon) applying sequence stratigraphy concepts (systems tracks definitions). Understand the stratigraphical controls over the rock properties are critical to interpret the log response and evaluate which data are relevant and how it might be applied to reservoir characterization. For this purpose, six wells located in the Neuquén basin Embayment zone were analyzed into a WNW-ESE cross-section. Four main electrofacies were determined through a cluster analysis considering the similar patterns for mineralogy, total porosity and total organic content curves adjusted with rock data and controlled by lithofacies description from core sample. One facies association was observed and the stacking patterns and vertical distribution allowed identifying at least twelve high resolution transgressive-regressive cycles (GRP's). These cycles control the facies and rock properties vertical distribution. The analysis indicates that the transgressive system tract (TST) contains more organic rich facies that present higher porosity values, while the regressive system tract (RST/HST) increase the amount of facies with high brittle index and decrease the total organic content. The cross-section stacking patterns show a shallow upward succession which is compatible with the progradational context of the platform/slope basin system. The analysis points out the better interval (GRP2 –GRP6) to stimulate considering the rock properties. The application of stratigraphical studies can provide relevant information about organic quantity and quality and regional distribution in a high resolution level. This methodology can give information to decision support in order to choose the appropriated interval to induce the formation. The consistent results showed that can be applied, in areas that count with a conventional data set during an exploratory or appraisal stage.

INTRODUCCIÓN

La Formación Vaca Muerta considerada la principal roca generadora de la Cuenca Neuquina

(Legarreta *et al.* 2008), está constituida por una sucesión de lutitas, margas y calizas de grano fino producto de la inundación pacífica ocurrida durante el Jurásico Superior. Estas rocas fueron depositadas en un ambiente de rampa mixta donde predomina materia orgánica del tipo I/II (Legarreta and Villar 2012). Recientes trabajos de evaluación de *shale* (EIA 2013), consideran que la Fm Vaca Muerta junto a la Formación Los Molles, como de los mayores potenciales en la República Argentina y los ubican entre los tres más importantes depósitos del tipo *shale* del mundo con una superficie prospectable del orden de los 23.500 km² para petróleo y 14.300 km² para gas (Gutiérrez y Lauri 2013).

Los *shales* son cuerpos de roca que presentan heterogeneidades que pueden ser analizadas desde la estratigrafía secuencial aplicando el concepto de secuencias transgresivo-regresivas (Embry y Johannessen 1992). Slatt y Rodríguez (2012) utilizan esta metodología con buenos resultados en varios prospectos en *shales* del mesozoico de EEUU.

Este trabajo presenta los resultados preliminares del análisis estratigráfico y de las propiedades petrofísicas y geomecánicas del *shale play* de la Fm Vaca Muerta en seis pozos ubicados dentro de la ventana de gas y petróleo cerca del eje del Engolfamiento de la Cuenca Neuquina en un corte con orientación promedio ONO-ESE (Figura 1).

METODOLOGÍA DE TRABAJO

De los seis pozos analizados cuatro de ellos contaron con datos de perfil y datos de laboratorio (rayos *gamma* espectral, resistividad, perfiles de porosidad, sónico y factor fotoeléctrico, DRx y COT) que permitieron generar un modelo petrofísico-mineralógico simplificado, generar curvas de carbono orgánico total y parámetros geomecánicos (módulo de Young, relación de Poisson e índice de fragilidad).

Para el análisis de perfiles se utilizó un modelo mineralógico probabilístico (Mineral Solver[®], *Interactive Petrophysics*), ajustado con los datos de DRx, que resultó en curvas mineralógicas y de porosidad que sirvieron de entrada – junto con el volumen de arcilla y contenido orgánico calculados previamente - para el análisis de *clúster* y la determinación de electrofacies (*rock types*).

El cálculo de contenido orgánico total se realizó por medio de perfiles sónicos y de densidad cuyas ecuaciones (Passey *et al.*, 1990 y regresiones del *software IP*[™]) fueron calibradas con los datos de laboratorio. En el cálculo de las propiedades geomecánicas se utilizaron los perfiles sónicos de onda completa (onda P y onda S) para la determinación del coeficiente de Poisson y el módulo de Young. En el análisis estratigráfico se utilizó la metodología de estratigrafía secuencial en el sentido de Embry and Johannessen (1992). Se caracterizaron ciclos transgresivos-regresivos (T-R) teniendo en cuenta el contexto tectónico relativamente estable o de carácter secundario de la Fm Vaca Muerta. En la sección estudiada se identificaron ciclos de alta frecuencia (GRP's) que fueron comparados con la curva de Haq y Schutter (2008).

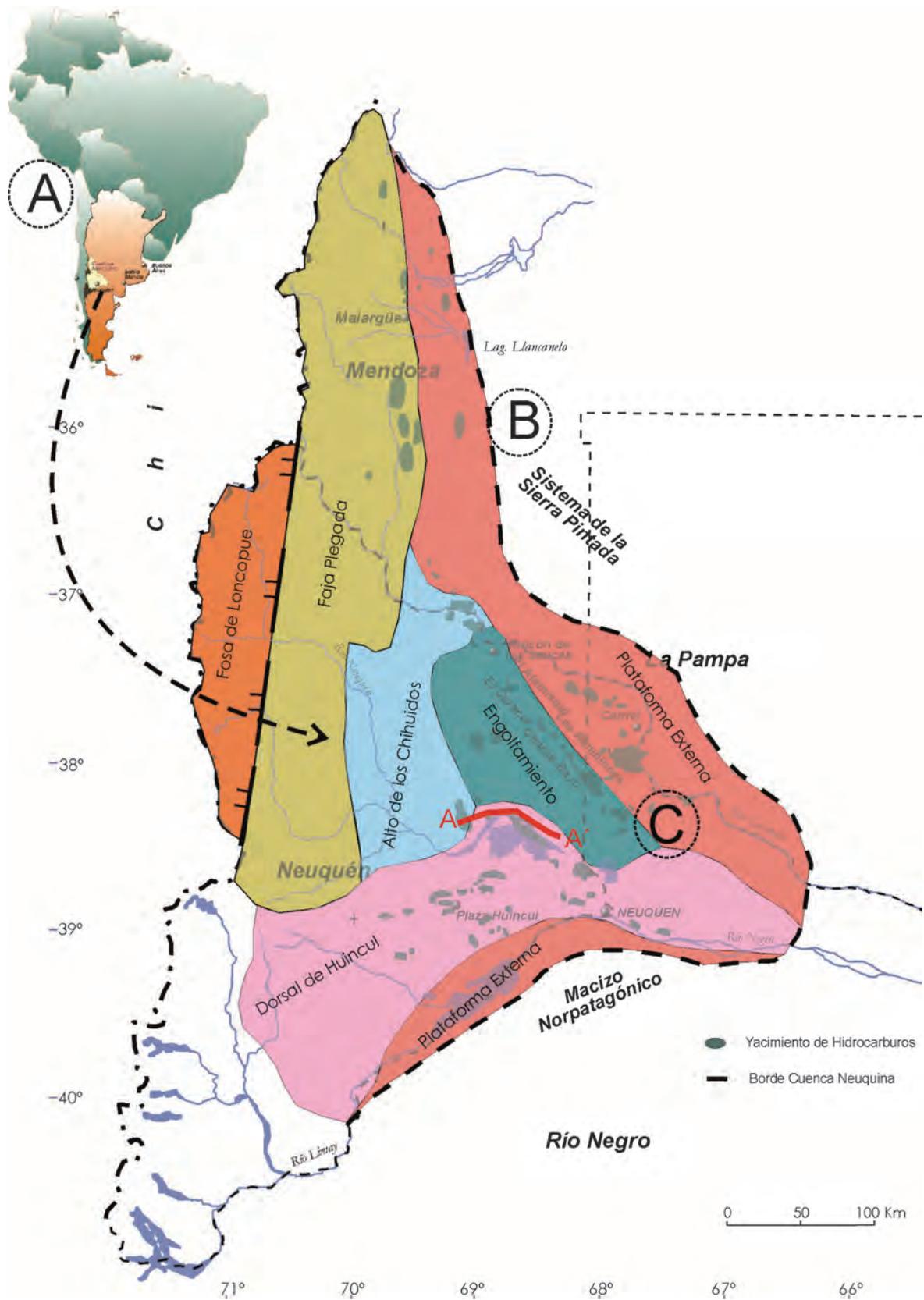


Figura 1. (A) Mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina, (B) Mapa de la Cuenca Neuquina con unidades morfoestructurales. (C) Ubicación de la sección analizada (Modificado de Alonso *et al.* 2011).

CUENCA NEUQUINA

La Cuenca Neuquina se localiza en el centro-oeste de la Argentina y tiene un relleno sedimentario de más de 7000 metros dispuestos sobre corteza continental (Gulisano *et al.* 1984). Su origen está vinculado con la historia del margen occidental de Gondwana, activo desde el Proterozoico (Ramos 1988) y condicionado por una subsidencia flexural en la mayoría de las regiones. En el Pérmico-Triásico este escenario evolucionó hacia un régimen extensional con desarrollo de cuencas tipo back arc que generaron algunos engolfamientos en la región del antepaís, como los de las cuencas Neuquina y Río Mayo (Cuenca del Golfo) (Barredo y Stinco 2010).

Durante la fase de *rift* (Triásico Superior a Jurásico Inferior) se generaron hemi-grabens con orientación NNO-SSE que fueron rellenados en su mayor parte por secuencias volcánicas y sedimentarias, 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 Gr Neuquén que definen el 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 por carga tectónica (Flexural) en el sector de la cordillera permitió la ingresión marina en la cuenca (Tunik 2001).

En el Terciario una etapa de alzamiento y no depositación (Eoceno hiatus) seguida de una compresión tectónica durante el Mioceno permitió que la cuenca alcance su configuración actual (Ramos *et al.* 2011a).

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

En área de estudio se concentra en la zona del Engolfamiento. Esta zona tiene geometría triangular y su deformación está representada mayormente por fallamientos distensivos y pliegues suaves. 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 (Cruz *et al.* 2002).

CONTEXTO ESTRATIGRÁFICO

El Grupo Mendoza está integrado por la Fm Tordillo (Stipanovic 1966) de edad *Kimmeridgiano*, la Fm Vaca Muerta (Weaver 1931) Tithoniano-Berriasiano, la Fm Mulichinco (Weaver 1931)

del Valanginiano Temprano y la Fm Agrio (Weaver 1931) del Valanginiano tardío-Barremiano temprano (Figura 2).

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 -Fm Tordillo-, se registró un aumento abrupto del nivel del mar, que mantuvo gran parte de la cuenca bajo condiciones marinas de fondo restringido y anóxico favoreciendo la acumulación y preservación de materia orgánica. En las primeras secuencias las facies litorales se restringieron a una faja angosta al este

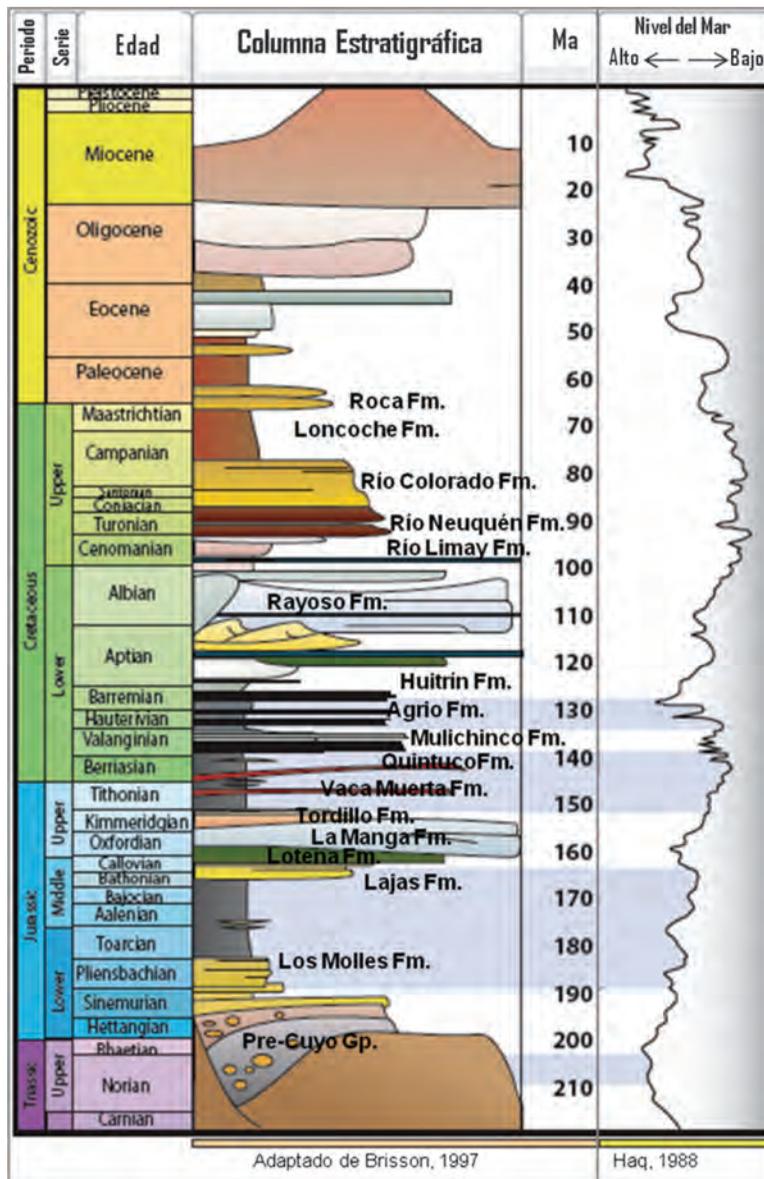


Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina.

de la cuenca mientras que en el interior de la cuenca se acumularon secciones de margas y lutitas con alto contenido orgánico. Este ciclo tardó cerca de 2 millones de años y dio lugar al intervalo basal de la Fm Vaca Muerta con un espesor que oscila entre 50 y 100 m (sección transgresiva). Con la evolución de la progradación de la rampa (secuencia Thitoniano-Valanginiano Inferior) se incrementó el volumen de clásticos hacia el interior de cuenca que fue responsable de la dilución progresiva del contenido orgánico (Legarreta and Villar 2012).

Mitchum y Uliana (1982) integraron toda la información de subsuelo disponible y describieron el relleno del tramo Tithoniano - Valanginiano temprano en 10 secuencias depositacionales en el sentido de Vail *et al.* (1977). Estos intervalos representan la progradación desde el vértice suroriental en las proximidades del subsuelo de la ciudad de Neuquén en dirección noroccidental hasta la zona norte del Dorso de los Chihuidos. En términos generales, la secuencia basal representa la etapa de máxima transgresión sobre la cual se construyen las sucesivas progradaciones desde la porción austral hacia el norte, caracterizando la etapa de mar alto del ciclo. Este modelo sigue aún vigente por su rigurosidad y sencillez.

De acuerdo a la configuración interna de sus reflectores, este conjunto representa tres estadios principales conformando, de base a techo, una sección de rampa, de edad Tithoniano Temprano a Medio, seguido de un intervalo de talud para tiempos del Tithoniano Tardío a Berriasiano y, finalmente, un intervalo de reflectores con quiebre de plataforma para las secuencias del Valanginiano. Cada sección puede ser interpretada como la respuesta a diferentes condiciones de interacción entre aporte, cambio del nivel del mar y subsidencia en el sentido de Vail *et al.* (1977).

En términos paleo-ambientales la Fm Vaca Muerta representa la porción distal de un sistema de rampa mixta (Mitchum and Uliana 1986 y Legarreta and Uliana 1991) y cuenca, y la Fm Quintuco/Loma Montosa la progradación de este ciclo, que amplía el área de sedimentación. El ciclo Quintuco-Vaca Muerta, base del ciclo marino del Gr Mendoza, conforma un evento transgresivo-regresivo que cubre toda la cuenca, se caracteriza por un sistema de sedimentación mixta y representa el principal sistema petrolero de la Cuenca Neuquina. 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 con variaciones orbitales (Kietzmann *et al.* 2011). Litológicamente está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcilitas, arcilitas micríticas, micritas arcillosas y micritas, todas ellas con gran cantidad de materia orgánica bituminosa. En general, sus tonalidades son negro, castaño oscuro, ocre y amarillento. En la parte inferior de esta formación es común la presencia de concreciones calcáreas botroidales, con gran continuidad regional (Leanza y Hugo 1997). También se pueden encontrar, en menor proporción, facies arenosas como las del Miembro Huncal (Spalletti *et al.* 2008).

POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO

En términos de caracterización geoquímica, se considera que en la Fm Vaca Muerta predomina un querógeno del tipo I/II, que puede cambiar localmente al tipo II en la zona del Sur de la Dorsal de Huincul (Legarreta *et al.* 2003). El contenido de materia orgánica actual (COT) de la Formación varía de 1 a 8% y su distribución heterogénea tiene sus máximos ubicados en las regiones del centro de cuenca y zona de la Dorsal de Huincul. La madurez térmica tiene valores entre 0.6 a 2.2% de reflectancia de vitrinita y su distribución fue condicionante en la ubicación de los pozos perforados para *shale oil* y *shale gas* (Alonso *et al.* 2011). Presenta sus mayores espesores hacia el centro de la cuenca, de 400 a 500 m y con profundidades entre 2500 a 3750 metros (Gutiérrez y Alonso 2013). Las zonas consideradas como prospectivas 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).

Los primeros pozos con antecedentes de producción de petróleo de la Fm Vaca Muerta datan de la década del 70, en la zona noreste del Engolfamiento Neuquino en las áreas operadas por PELS A (Petrólera Entre Lomas S.A.), como Bajada del Palo y Entre Lomas. En general estos pozos presentan historias de producción dispares. Un caso especial es el pozo de avanzada Bajada del Palo 7 (YPF.Nq.BP.a-7), perforado en 1983, que tuvo por objetivo evaluar la Fm Vaca Muerta y lleva más de 27 años en producción (Gutiérrez *et al.* 2013).

En los últimos años, con la producción convencional en declinación, aumento de la demanda energética e impulsadas por los resultados obtenidos en los EE.UU. con *shale gas* y luego *shale oil*, varias compañías en la Argentina encabezadas por YPF, comenzaron una campaña exploratoria con este objetivo. Actualmente, la producción de Vaca Muerta ya representa casi 7% de la producción total de petróleo en la provincia de Neuquén según datos de la Subsecretaría de Minería y Hidrocarburos (SSMyE, Dirección de Estudios 2013).

La perforación de más de 150 pozos con objetivo en la Fm Vaca Muerta desde aquella época, permitió obtener varios datos:

- Petróleo de 40° a 50° API en la zona de Engolfamiento (Monti *et al.* 2013);
- Producción: 200 a 560 Boe/d (Promedio durante los primeros 30 días de producción, (Gutiérrez y Lauri 2013);
- Estimulación: Fractura hidráulica, de 4 a 5 etapas, con 11 cluster (Monti *et al.* 2013);
- Numero de pozos aproximados 100 pozos exploratorios y 150 productores (varias operadoras) (SSMyE, Dirección de Estudios 2013);
- Espesor de la Fm Vaca Muerta: 50 a 400 m;
- Presiones: 1000 psi, orificio restringido. Sobrepresión (gradiente de entre 0,67 y 0,97 psi/pie);
- GOR de 100 a 800 m³/m³ en ventana de petróleo (Gutiérrez y Lauri 2013);

- Permeabilidades del orden de los microDarcy;
- Mejor condición de productividad en cercanía de límites de ventana gas/petróleo;
- Buscar condiciones de fragilidad para la estimulación.

CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO TIPO SHALE

El reservorio de tipo *shale* es clasificado como un reservorio no convencional debido a sus características petrofísicas, baja porosidad y muy baja permeabilidad en comparación con los rangos de las rocas convencionales (Bidner 2001). Condiciones de sobrepresión y necesidad del uso de mayor tecnología para su desarrollo, tales como pozos horizontales y fracturación hidráulica intensiva. Para la caracterización de estos depósitos y la determinación de su potencial es necesario un estudio integrado de varias disciplinas de geología e ingeniería.

Las rocas tipo *shale* representan – dentro de un sistema petrolero convencional – el elemento generador del sistema. Sin embargo, desde el punto de vista no convencional la definición de sistema petrolero clásica no se aplica ya que estas rocas juegan el papel de trampa, sello, generadora y, a la vez, reservorio, creando un nuevo concepto de sistema petrolero para estos prospectos.

CARACTERIZACIÓN DE LA FM VACA MUERTA

Litofacies

En la sección coronada se describen tres facies en asociación: fangolitas fosilíferas (litofacies Ff2), *mudstones/wackestone* bioclásticos (litofacies Mb4) (*firmgrounds?*) y fangolitas fosilíferas carbonosas (litofacies Ffc1) (Figura 3). También se observan intercalaciones de arcilita calcárea y la presencia de nódulos calcíticos, niveles de calcita centimétricos denominados como ‘*beefs*’, fracturas subhorizontales y fracturas/microfisuras subverticales rellenas con calcita. Las facies abarcan la granulometría que oscila desde fracción arcilla a fracción limo, predominando la fracción limo en las litofacies Mb4.

Las fangolitas fosilíferas carbonosas con alto contenido de materia orgánica (Ffc1) se identifican en perfiles con altos valores de uranio, altos valores de rayos *gamma* y bajos valores de impedancia ($Gr > 165$, Uranio > 8 y $IA < 9.000$), los *mudstones* (Mb4) aparecen como niveles cementados que se ven en escala de perfil con bajos valores de rayos *gamma*, alta impedancia y bajo uranio ($Gr < 110$, Uranio < 5 $IA > 10.500$) y las litofacies de lutitas fosilíferas intercaladas con niveles arcillosos (Ff2) presentan niveles intermedios entre estas curvas (Figura 3).

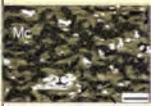
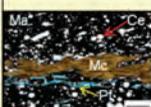
Asociación de Facies	Facies	Esquema de Corte Petrográfico	DRx	COT Core/Cutting promedio (wt%)	COT perfil promedio (wt%)	BI promedio (Mineralógico YM & PR)	Porosidad (Tipo)	ΦT promedio perfil	Respuesta en perfiles	Interpretación de Facies	Posición Estratigráfica
Asociación de Facies 1	Mudstone/wackestone bioclastico Mb4		Ca ~80% Arg <10% QFM ~ 10%	-	1.6	51%	Secundaria Microfisuras Subhorizontales	3.6%	GR <110 Uran <5 IA >10.500	Baja energía Rampa distal	Ocurre en techo los ciclos somerizantes
	Fangolita Fosilifera Ff2		Ca 10-45% Arg 10-35% QFM 20-60%	3.32 / 2.19	2.5	44%	Secundaria Microfisuras Subhorizontales	5.6%	110 < GR < 165 5 < Uran < 8 9.000 < IA < 10.500	Baja energía Condiciones óxicas/ subóxicas Rampa distal	Ocurre en el tope ciclos somerizantes. Mayor expresión en los cortejos regresivos/mar alto y hacia el tope de la formación.
	Fangolita Fosilifera Carbonosa Ffc1		Ca 10-45% Arg 10-35% QFM 20-60%	5.3 / 5.1	4.2	39%	Secundaria Microfisuras Subhorizontales y subverticales pudiendo estar ampliadas por disolución	8%	GR > 165 Uran > 8 IA < 9.000	Baja energía Condiciones más reductoras y/o anóxicas Rampa distal	Ocurre en tope de los ciclos profundizantes. Mayor expresión en los cortejos transgresivos y en la base de la formación.

Figura 3. Cuadro comparativo de las propiedades de roca y características estratigráficas y petrográficas de cada litofacies. En el esquema del corte petrográfico se observa matriz fango sostén (Ma) y matriz micrítica (Mc) con materia orgánica y pirita diseminada, porosidad por microfisura (Pf) y vugular (Pv), calciesferas (Ce) y calcita (C).

Geoquímica

El carbono orgánico total (COT wt%) aumenta hacia la base en todos los pozos y es mayor en los pozos en ventana de gas.

En los análisis petrográficos se describen un alto contenido orgánico en las facies Ffc1 y subordinadamente en las facies Ff2, mientras que en las facies Mb4 se observa contenido en baja proporción comparada con las otras litofacies.

El porcentaje promedio de carbono orgánico total (COT) en el intervalo inferior de la Fm Vaca Muerta es cercano al 4%, con un promedio de 5.3% en los pozos de gas y de 3.5% en los pozos de petróleo.

Mineralogía

Sobre la base de los datos de difracción de rayos-x (DRx) los componentes hallados en esta sucesión son cuarzo/feldespato (aproximadamente 38%), calcita (cerca de 25%), arcillas totales (cerca de 20%), materia orgánica (cerca de 4%), pirita (cerca de 3%). En el diagrama ternario para clasificación de fangolitas orgánicas (Schlumberger 2012) se observa un predominio de las facies de fangolitas mixtas y silíceas mixta (Figura 4).

En relación con el tipo de arcilla, se observa que predomina la arcilla del tipo illita e I/S (R3), con bajo contenido de arcilla expandible (esmetita). El volumen de arcilla en general no supera el umbral de 40% de arcillas totales, valor que es considerado como límite para la determinación de intervalos dúctiles y frágiles (Blauch and Griesser 2007).

Los niveles arcillosos están presentes en las facies Ff2 y Ffc1. En la facies Ff2 se describe presencia de niveles con alta concentración de silicoclásticos.

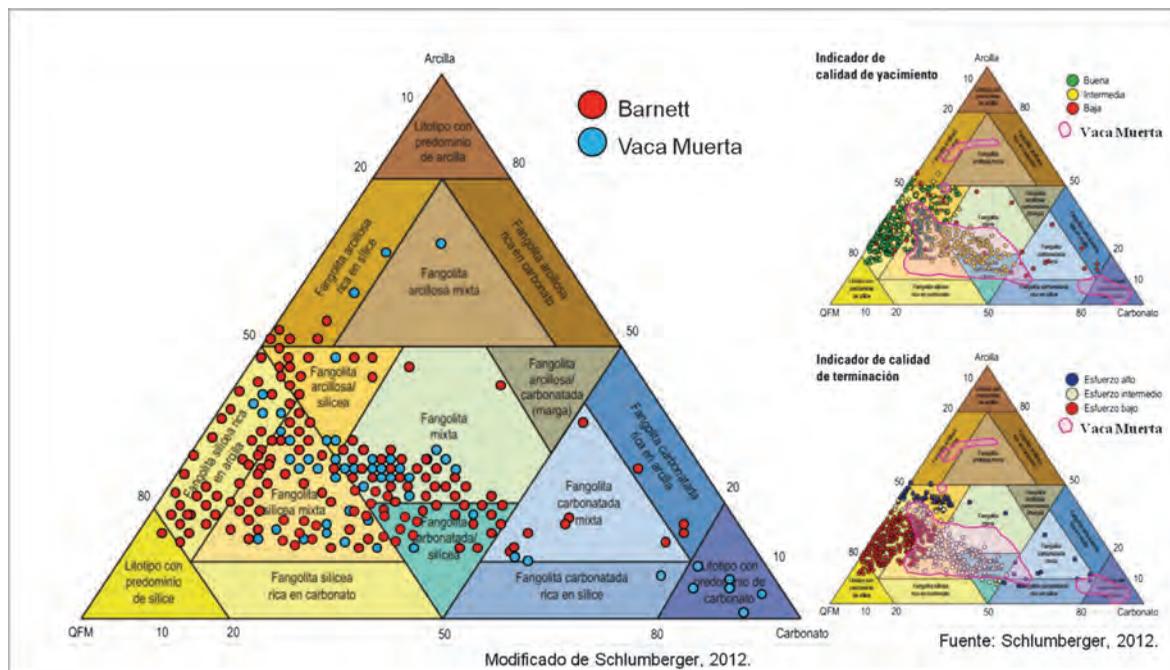


Figura 4. Diagrama ternario. Los datos de DRx se concentran en las facies de Fangolita mixta y silicea mixta (Ff1 y Ffc3) y litotipos con predominio de carbonato (Mb2).

Para del cálculo de las propiedades en perfil se asumió un modelo mineralógico simplificado con la siguiente constitución: carbonato, cuarzo-feldespato, arcillas totales, piritas, querógeno, agua, gas o petróleo (Figura 5). Sobre la base de este concepto se observa que el volumen de arcilla permanece constante a lo largo de los pozos, con valores promedio de 20%, con tendencia al aumento del contenido de carbonato hacia al tope de la formación y una disminución del contenido de cuarzo-feldespato en el mismo sentido.

Petrofísica

En términos petrofísicos las lutitas se caracterizan por tener un sistema poral complejo con tamaños de poros reducidos. La porosidad puede ser intergranular, intragranular (disolución carbonática), estar asociada con disolución de fósiles o bioturbación, a fisuras y a la materia orgánica (querógeno transformado).

En las láminas petrográficas se describe la ocurrencia de porosidad del tipo secundaria. La distribución de tamaño de poro incluye microporosidad hasta mesoporosidad (subordinada). Los poros están relacionados fundamentalmente con microfisuras, generalmente, paralelas a la estratificación ocurriendo también subverticales (a veces rellenas con calcita). La mesoporosidad está relacionada con presencia de porosidad vugular y fisuras ampliadas por disolución observadas en algunos cortes delgados de la facies Ffc1 (Figura 3).

Las porosidades determinadas en perfil (porosidad total) tienen valor promedio de 6% - con

un desvío de $\pm 2,8\%$. Los valores más bajos se encuentran en el tope de la formación, mientras que las porosidades más altas están en la base de la misma.

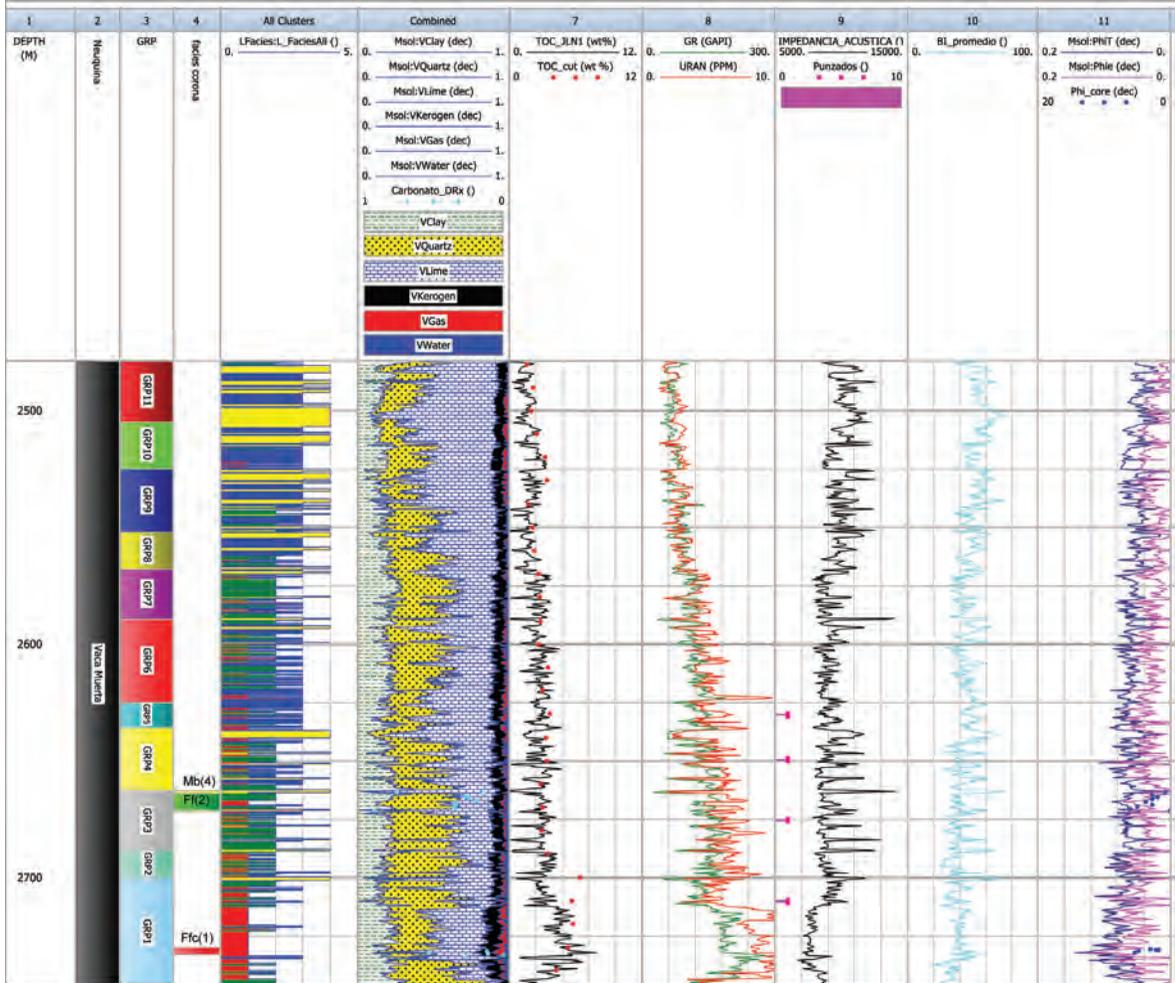


Figura 5. Fm Vaca Muerta, interpretación de perfiles. Secuencia estratigráficas (*track* 3), litofacies de corona (*track* 4), electrofacies (*track* All clusters) y mineralogía ajustada con Drx (*track* Combined). En el *track* 7 el contenido orgánico ajustado con datos de cutting, *track* 8 y 9 presentan las curvas de rayos gamma, uranio y impedancia utilizadas en la correlación entre pozos. El *track* 10 el BI promedio (índice de fragilidad) es un promedio entre el BI mineralógico y BI utilizando las ecuaciones de módulo de Young y Poisson (Rickmann *et al.* 2008). *Track* 11 presenta las curvas de porosidad total y efectiva calculadas en el modelo probabilístico.

Hay una predominancia de porosidades más altas relacionadas con las facies Ffc1 ($> 8\%$) y más bajas relacionadas con las facies Mb4 ($< 4\%$) mientras que las facies (Ff2) presentan valores intermedios y una correlación directa entre el aumento de la porosidad y el del contenido orgánico total (Figura 6).

Por medio de un análisis de *cluster* - que considera las propiedades de la porosidad total, volumen de arcilla, volumen de silicoclásticos, volumen de carbonatos y contenido orgánico - se determinaron cuatro electrofacies (*rock types*) denominadas electrofacies 1, 2, 3, y 4 que representan

las litofacies descritas en coronas. La electrofacies 1 correspondería a facies Ffc1, la electrofacies 2 correspondería a la facies Ff2, la electrofacies 3 es la transición entre las facies Ff2 y Mb4 o arcillas calcáreas (margas) y la electrofacies 4 correspondería a las litofacies Mb4 (Figuras 5 y 6).

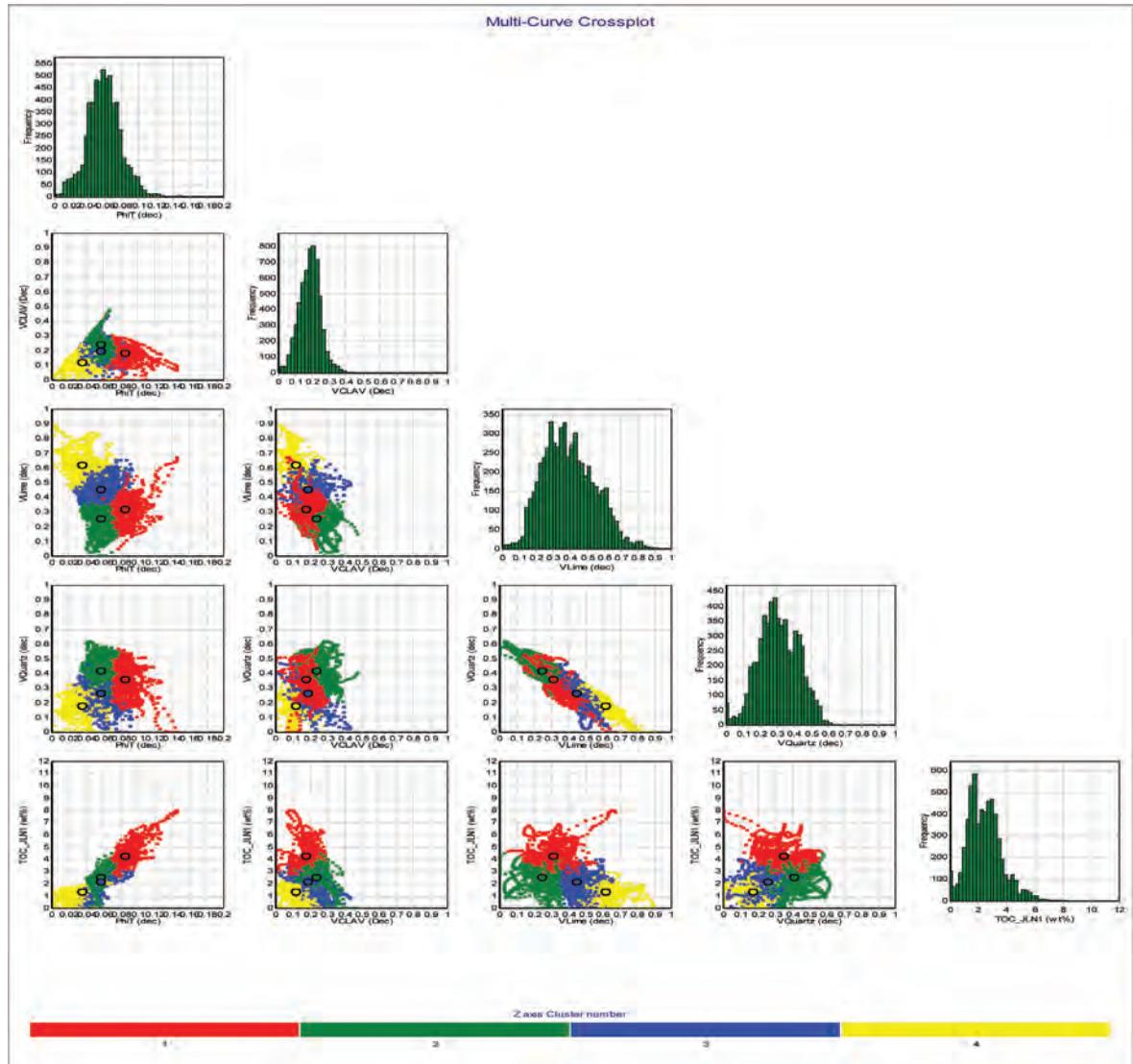


Figura 6. Análisis de *clústeres* de cinco componentes (volumen de cuarzo-feldespatos, volumen de carbonato, volumen de arcilla, carbono orgánico total y porosidad total). Se identificaron cuatro facies principales. Puntos en rojo (Facies 1) corresponderían a facies Ffc1, en verde facies (Facies 2) corresponderían a facies Ff2, en azul (Facies 3) la transición entre Ff2 y Mb4 o arcillas calcáreas (margas) y en Amarillo (Facies 4) corresponderían a las litofacies Mb4.

Geomecánica

Los reservorios del tipo *shale* se caracterizan por su anisotropía elástica controlada por factores geológicos (estratigráficos y tectónicos), relacionados en mayor o menor medida con la mineralogía, contenido orgánico y/o presencia de fracturas.

Para determinar la resistencia al fracturamiento de los *shales* las ecuaciones empíricas más aplicadas utilizan las propiedades elásticas, módulo de Young (YM) y la Relación de Poisson (PR) (ver Rickman *et al.* 2008). El 'Índice de Fragilidad' (BI) también puede ser medido en función de la mineralogía y de la relación entre YM y PR, correlacionándolos de modo de determinar *clusters* donde haya alto BI (superior a 40%), alto Young (superior a 3,5 x 10⁶ psi) y bajo Poisson (inferior a 0.25). De esta forma se pueden identificar los intervalos frágiles y dúctiles (Britt and Schoeffler 2009, Rickman *et al.* 2008, 2009).

Los BI calculados por medio de perfiles y mineralogía presentaron valores promedios del 40% en la zona inferior de los pozos analizados y cercanos al 55% en la zona superior (Figura 5). De modo general el BI es alto en todo el intervalo de la Formación. Se observan mayores valores de BI en los intervalos con mayor proporción de las electrofacies 2, 3 y 4 con menor contenido orgánico y menores valores de rayos *gamma* (Figuras 3 y 5). Los valores menores de BI coinciden con los intervalos con mayor contenido de la electrofacies 1, mayor contenido orgánico y, proporcionalmente, menor contenido de carbonatos y cuarzo.

Análisis Estratigráfico

En términos estratigráficos la Fm Vaca Muerta representa junto a la Fm Quintuco un evento transgresivo-regresivo (Legarreta and Uliana 1991). Estudios geológicos de detalle realizados en depósitos tipo *shale* permitieron reconocer una gran anisotropía en estos cuerpos de roca, los cuales tradicionalmente han sido considerados como sucesiones lutíticas monótonas y homogéneas. Harris *et al.* (2011) indican que la heterogeneidad reconocida en este tipo de rocas guarda relación directa con variaciones relativas del nivel de base, que quedan reflejadas en el desarrollo de litofacies con características mineralógicas, propiedades geoquímicas y por ende en los registros eléctricos.

Slatt and Rodríguez (2012) al aplicar conceptos de estratigrafía secuencial (*sensu* Embry and Johannessen 1992) en reservorios tipo *shale* identifican, a través de la utilización de perfiles de rayos *gamma*, secuencias con patrones de apilamiento comunes dentro de estas rocas en varios prospectos paleozoicos y mesozoicos de EEUU y Canadá.

En esta sección se reconocieron por lo menos 12 ciclos (Figuras 5 y 7), cada uno de ellos está constituido por una superficie transgresiva sobre la cual se deposita un cortejo transgresivo enriquecido en materia orgánica (COT), con respuesta en perfil de valores altos de rayos *gamma* y baja impedancia acústica. Este está sucedido por un cortejo de mar alto/regresivo, con un empobrecimiento en materia orgánica, medio a bajos de rayos *gamma* y media a alta impedancia acústica. El mayor contenido de pirita coincide con las zonas con mayor COT, mientras que el contenido de arcilla es bajo y relativamente constante. Hay una tendencia al aumento del contenido de cuarzo en la base de la formación y un aumento del contenido carbonático hacia el tope de la sección como influencia de la plataforma de la Fm Quintuco.

Estratigráficamente se observa que los intervalos en la base de la Fm Vaca Muerta poseen una mayor concentración de COT relacionadas con el mayor espesor de los cortejos transgresivos, mientras que hacia el tope de la unidad hay una disminución (inferior a 2%) y un aumento de la concentración de carbonato relacionados al aumento del espesor de los cortejos regresivos (secuencias progradantes). El patrón de apilamiento cíclico que muestran los depósitos analizados indica una somerización hacia el tope de la sección, relacionado con el carácter progradante del sistema de rampa (Figuras 5, 7 y 8).

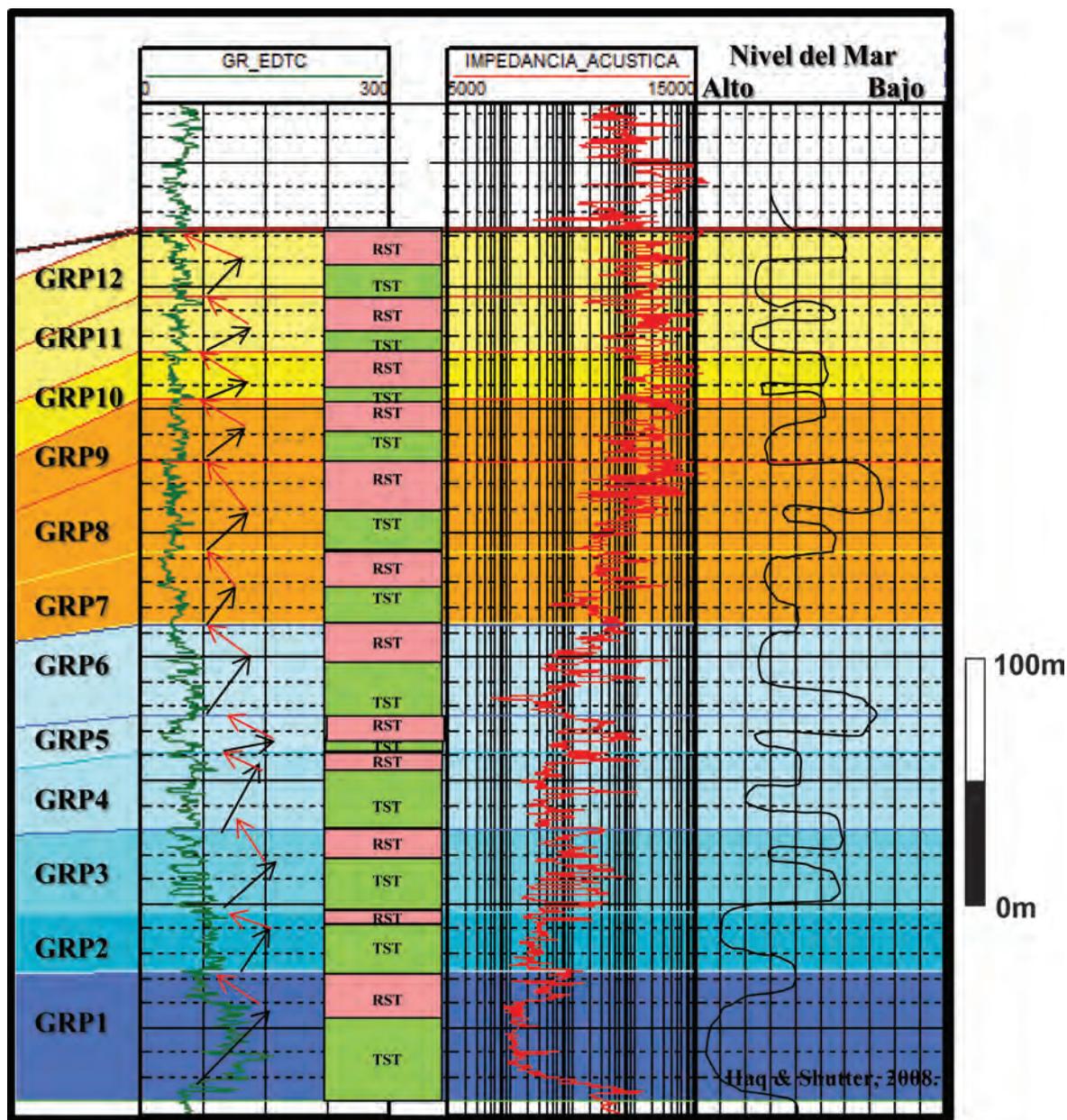


Figura 7. Gráfico de perfiles de la Fm Vaca Muerta en uno de los pozos analizados, mostrando las variaciones del perfil de rayos gamma e impedancia. La flecha negra indica un cortejo transgresivo (TST) y las flechas rojas un cortejo regresivo (RST).

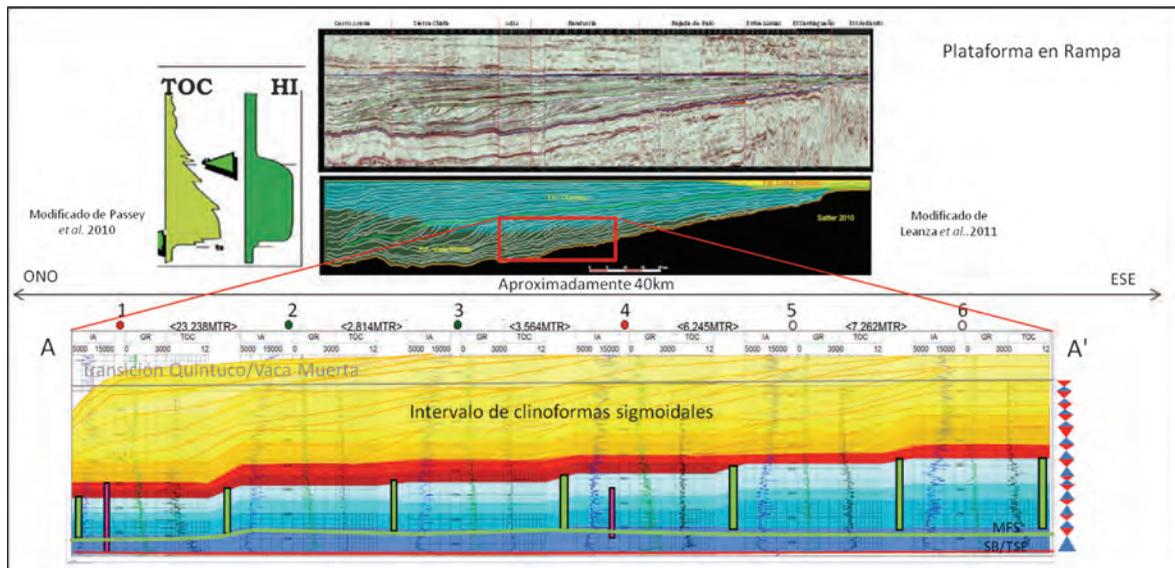


Figura 8. Sección estratigráfica esquemática. Se observa los estratos en relación de downlap sobre la base de Vaca Muerta, con ciclos progradantes hacia el centro de la cuenca. Las columnas en verde en el corte estratigráfico representan el intervalo propuesto a ser fracturado (GRP 2 a GRP6) y las columnas en rosado representan los intervalos punzados y fracturados por las operadoras. Los triángulos en azul representan las transgresiones y los triángulos en rojo representan las regresiones (T-R).

DISCUSIÓN

Las facies descritas en asociación se interpretan como depositadas en condiciones reductoras y abundante materia orgánica. En el diagrama ternario las litofacies se clasifican como fangolita mixta y fangolita mixta silíceas y puntualmente litotipo con predominio de carbonato (Mb4). Si bien este diagrama se considera un buen indicador para determinar la calidad de reservorio, debido al volumen constante de arcilla y al variable contenido orgánico, esta clasificación no contribuye para el ajuste roca - perfil. Por lo tanto, para la determinación de electrofacies (*rock types*) se consideraron la composición mineralógica (cuarzo-feldespato-mica, carbonatos y arcillas totales), la porosidad total y COT en un análisis de *cluster*. El ajuste a los datos de corona permitió observar que los tres componentes principales para la determinación de las facies fueron el COT, el volumen de cuarzo-feldespato y el volumen de carbonatos, respectivamente. Se determinaron cuatro electrofacies con buena respuesta utilizando una *suite* de perfiles básicos completa (rayos *gamma* espectral, resistividad, sónico de onda completa, densidad, neutrónico, factor fotoeléctrico).

En términos de sistema poral predomina la porosidad secundaria (microfisuras y disolución). Los intervalos con mayor porosidad están asociados con el mayor contenido orgánico, lo que sugiere que parte de esta porosidad puede haber sido generada durante la maduración térmica del querógeno.

De manera general el BI es alto y se puede adjudicar al bajo contenido de arcilla. Se observan valores más altos de BI (mayor que 55%) en los intervalos con mayor proporción de las electrofa-

cies 2, 3 y 4, y menores valores de BI (cerca de 40%), coinciden con los intervalos con mayor contenido de la electrofacies 1.

La asociación de facies es interpretada como de baja energía depositada en un contexto de rampa distal. Las facies Mb4 se distinguen por su alto contenido carbonático y bioturbación que indicaría una menor profundidad del pelo de agua y una reducción de la sedimentación. Esta facies aparece en el techo de los ciclos somerizantes pudiendo ser interpretada como un *firmground*, representando el tope de los ciclos estratigráficos descriptos. Esta interpretación concuerda con las observaciones descriptas por Kietzmann *et al.* (2008) en la sección del arroyo Loncoche en Malargüe.

El patrón de apilamiento fue el criterio aplicado para el reconocimiento de los ciclos transgresivos-regresivos de alta frecuencia (GRP's). Dentro del intervalo que corresponde a los GRP 2 al 6 (Figuras 5 y 7) se encuentran los niveles con mayor índice de fragilidad recomendables a fracturar por sus altos valores de YM, bajos PR y altos BI. Estos ciclos se encuentran próximos al nivel con mayor contenido orgánico (GRP1) y poseen mayor contenido orgánico en sus cortejos transgresivos que las secuencias superiores (acorde al modelo de una plataforma en rampa, Figura 8), de ser así el intervalo GRP2 al GRP6 relacionan zonas dúctiles (que aportan hidrocarburos) y frágiles que conectan y permiten el flujo de fluidos. La aplicación de la estratigrafía secuencial de alta resolución para la definición de intervalos de interés, es de suma importancia para la comprensión de los reservorios *shale*, la distribución del contenido orgánico y de las propiedades de roca. La buena respuesta que muestran los perfiles para la Fm Vaca Muerta favorece el reconocimiento de las facies y de los cortejos sedimentarios, permitiendo la aplicación de un análisis estratigráfico secuencial a una escala de mayor detalle.

La ampliación de este tipo de estudio en otros sectores de la cuenca permitirá la identificación de nuevas facies y sus asociaciones (subambientes) y la comprensión de las variaciones del contenido orgánico y propiedades mineralógicas para la identificación de mejores estrategias de producción.

El mapeo del intervalo de las GRP1 a GRP6, ubicados en la base del intervalo de sigmoides, permitiría la delimitación areal de la zona con mejor potencial dentro de la Fm Vaca Muerta.

AGRADECIMIENTOS

A Héctor Mendiberri, “Coco” (*in memoriam*), por el desafío que nos propuso. Al Director de Información y Estudios de la SSMeH, Sr. Alan Toth por brindar el acceso a la información; a la empresa Senergy por el uso del *software* Interactive Petrophysics™. La lectura crítica y sugerencias aportadas por los revisores Lic. Ricardo Martínez, Lic. Martín Cevallos y al árbitro Dr. Gualter Chebli que contribuyeron a mejorar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Alonso, J., A. E., Giusiano, G., Chebli G., Ibáñez, 2011, 'Shale Gas en la Provincia de Neuquén'. Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería, Prov. de Neuquén y Phoenix Oil & Gas, S.A. <http://www.energianeuquen.gov.ar/reservnoconvencionales.aspx>
- Alonso, J. y N. Gutiérrez Schmidt, 2012, Estado actual de la Exploración y Desarrollo de la Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, Inédito. Dirección de Estudios, Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Neuquén.. 12p.
- 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, Buenos Aires.
- Bidner, M.S., 2001, "Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo", Eudeba, Buenos Aires. 242 p.
- Blauch, M. y B. Grieser, 2007, Special Techniques tap shale gas. Hart Energy Publishing, E&P, v. 80, no. 3, p. 89-93, Houston, USA.
- Brissón, I., 1997. La estratigrafía y estructura de la Cuenca Neuquina. Gira de campo. Repsol-YPF. Informe interno. Buenos Aires.
- Britt, L. y J. Schoeffler, 2009, "The Geomechanics Of A shale Play: What Make A shale Prospective!". SPE 125525. SPE Eastern Regional Meeting, p. 23-25, West Virginia, USA.
- Cruz, C.E., A., Boll, R.G., Omil, E.A., Martínez, C., Arregui, C., Gulisano, G. A., Laffitte, y H.J., Villar, 2002, 'Hábitat de Hidrocarburos y Sistemas de Carga Los Molles y Vaca Muerta en el Sector Central de la Cuenca Neuquina, Argentina'. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Buenos Aires.
- U. S. 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. Recuperado de <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>, Washington DC.
- Embry, A.F. y E.P., Johannessen, 1992, T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic- Lower Jurassic succession, western Sverdrup basin, Arctic Canada. In: Vorren, T.O., E., Bergsager, O.A., Dahl-Stamnes, E., Holter, B., Johansen, E., Lie and T.B. Lund, eds., Arctic Geology and Petroleum Potential: Norwegian Petroleum Society Special Publication, (2), p.121-146.
- Gulisano, C.A., 1981, 'El ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza'. VIII° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: p. 579-592, Buenos Aires.
- Gulisano, C.A., A.R., Gutiérrez Pleimling y R.E. Digregorio, 1984, Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas, Vol. 1, p. 221-235, Buenos Aires.
- Gutiérrez Schmidt, N. y C. Lauri, 2013, Evaluación de la producción del shale Oil y shale Gas de la Fm Vaca Muerta. shale Gas World, Buenos Aires.
- Gutiérrez Schmidt, N., J., Alonso y A. Giusiano, 2013, Evaluación del "Shale Oil" de la Formación Vaca Muerta. Análisis de la declinación de la producción. Petrotecnia, 1-13: 56-67, Buenos Aires.

- Haq, B.U., 1988, Fluctuating Mesozoic and Cenozoic Sea Levels and Implications for Stratigraphy: AAPG Bulletin, v. 72/12, p. 1521, Tulsa.
- Haq, B.U. y S.R. Shutter, 2008, A chronology of Paleozoic sea-level changes. *Science* (322): 64-68, USA.
- Harris, N. B., J.L. Miskimins, y C.A. Mnich, 2011, Mechanical anisotropy in the Woodford Shale, Permian Basin: origin, magnitude, and scale: *The Leading Edge*, p. 284-291.
- Howell, J.A., E., Schwarz, L.A., Spalletti y G.D., Veiga, 2005, "The Neuquén Basin: an overview. In *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*" (Veiga, G.D.; Spalletti, L.A.; Howell, J. A.; Schwarz, E. editors). Geological Society, London, Special Publications 252: 1-14, London.
- Kietzmann, D.A., R.M., Palma y G.S., Bressan, 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, Buenos Aires.
- Kietzmann, D.A., J., Martín-Chivelet, R.M., Palma, J., López-Gómez, M., Lescano y A. Concheyro, 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, Tulsa.
- 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, F., Sattler R. S., Martínez y O., Carbone, 2011, "La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico tardío-Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina". *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*: 113-129, Buenos Aires.
- Legarreta, L. y C.A. Gulisano, 1989, 'Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior)'. En: G.A. Chebli y L.A. Spalletti (eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas*, 221-243, Buenos Aires.
- Legarreta, L. y M.A. Uliana, 1991, Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, central Argentine Andes. *International Association of Sedimentology, Special Publication* 12: 429-450, London.
- 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 American Association of Petroleum Geologists. Abstract*. Barcelona, España.
- Legarreta, L., H.J., Villar, C.E., Cruz, G.A., Laffitte y R. Varadé, 2008, Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina, VII° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 79-108, IAPG Buenos Aires.
- Legarreta, L. y H. J., Villar, 2012, Discussing the maturity of the source rock in Neuquén Basin to determine which specific areas will produce gas and oil, *American Business Conference: shale Gas and Tight Oil Production*, January 24-26, 2012, Buenos Aires.

- Mitchum, R.M. y M.A., Uliana, 1982, "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina". 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484, IAPG, Buenos Aires.
- Mitchum, R.M. y M.A., Uliana, 1986, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. In Berg, B.R. and Woolverton, D.G. (eds.) Seismic Stratigraphy II. An integrated approach to hydrocarbon analysis. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 39: 255-83, Tulsa.
- Monti, L. J., M. I., Suárez, A. R., Thompson and L., Vega, 2013, Modeling Vertical Multifractured Wells in Vaca Muerta shale Oil Play, Argentina. Paper SPE 164537, Unconventional Resources Conference - USA held in The Woodlands, USA.
- Passey, Q. R., S., Creaney, J. B., Kulla, F. J., Moretti, y J.D., Stroud, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74, 1777-1794, Tulsa.
- Passey, Q., K., Bohacs, W., Esch, R., Klimentidis and S., Sinha, 2010, "From oil-Prone Source Rock to Gas-Producing shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs". SPE 131350. CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing.
- Ramos, V.A., 1988, Tectonic of the Late Proterozoic – Early Paleozoic: a colisional history of Southern South America, Episodes 11(3): 168-174, Ottawa.
- Ramos, V.A., A., Folguera y E., Garcia Morabito, 2011, 'Las provincias geológicas del Neuquén'. En: Leanza, H.A., C., Arregui, O., Carbone, J.C., Danieli y J.M. Valles (Eds.), Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén, pp. 317-326, Buenos Aires.
- Ramos, V.A., A., Mosquera, A., Folguera y E., Garcia Morabito, 2011b, 'Evolución tectónica de los Andes y del Engolfamiento Neuquino adyacente'. En: Leanza, H.A., C., Arregui, O., Carbone, J.C., Danieli y J.M. Valles (Eds.), Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén, pp. 335-347, Buenos Aires.
- Rickman, R., M., Mullen, E., Petre, B., Grieser y D., Kundert, 2008, "A practical Use of shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All shale Plays Are Not Clones of the Barnett Shale". SPE 115258-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.
- Rickman, R., M., Mullen, E., Petre, B., Grieser y D., Kundert, 2009, Petrophysics Key In Stimulating Shales. The American Oil and Gas Reporter, 121-127, Kansas, USA.
- Schlumberger 2012. Study case: Core Lithofacies Classification Reveals. Barnett shale Reservoir Quality. http://www.slb.com/~media/Files/evaluation/case_studies/lithoscanner_score_barnett_shale_cs.pdf.
- Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Dirección de Estudios, 2013, Producción de Petróleo y Gas No Convencional Provincia de Neuquén. Informe Inédito, Neuquén.
- Slatt, R.M., y N.D., Rodriguez., 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, Netherlands.
- Spalletti, L.A., J.R., Franzese, S.D., Matheos y E., Schwarz, 2000, "Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonate-siliciclastic ramp; the Tithonian– Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina". Journal of the Geological Society, 157, 433–446, London.

- Spalletti, L.A., G.D., Veiga, E., Schwarz y J., Franzese, 2008, 'Depósitos de flujos gravitacionales subacuáticos de sedimentos en el flanco activo de la Cuenca Neuquina durante el Cretácico Temprano'. Revista de la Asociación Geológica Argentina 63:442-453, Buenos Aires.
- Stipanovich, P.N., 1966, El Jurásico en Vega de la Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 20(4): 403-478, 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, 257 p (Inédito), Universidad de Buenos Aires.
- Tunik, M., A., Folguera, M., Naipauer, M., Pimentel y V.A., Ramos, 2010, 'Early uplift and orogenic deformation in the Neuquen Basin: Constraints on the Andean uplift from U-Pb and Hf isotopic data of detrital zircons'. Tectonophysics 489 (1-4), p. 258-273, Netherlands.
- Vail, P. R., R. G., Todd y J. B., Sangre, 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level: Part 5. Chronostratigraphic Significance of Seismic Reflections: Section 2. Application of Seismic Reflection Configuration to Stratigraphic Interpretation, AAPG, Memoir 26, p. 99 -116, Tulsa.
- Weaver, C. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentine. Memoir University of Washington 1, 469 p., Seattle.