



SPE ◦

Caracterización de la Fm Los Molles como reservorio de tipo Shale Gas en el ámbito Norte de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina, mostrando su analogía con reservorio de Shale Gas probado en EEUU.

L. Jorgensen, G. A. Lopez Pezé y F. Pisani YPF S.A., Buenos Aires, Argentina.

Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers

Abstract

Los Molles Formation (Pliensbachian-Toarcian) is one of the oldest petroleum systems of the Neuquén Basin. It is characterized by a thick succession of deep-marine shales interbedded within fine to coarse sandstones associated to turbidites and submarine fans.

It is one of the main source rocks of Neuquen basin with Total Organic Carbon (%TOC) regional average ranges between 1.6 and 3.5%, and maximum values of 6% in the central zone. The kerogen type is a mixture of terrestrial and marine deposited in a suboxic to moderately reducing environments, mainly gas prone, identified as Type II / III to III. The bottom of the unit displays features most prolific for oil, while the upper section exposed characteristics mainly related to a gas prone source rock (Villar et al., 2005). In terms of thermal maturity (%Ro), significant changes were identified linked to the maturation trend of bedrock imposed by increasing burial depth to basin center. In the area of study the unit is in the dry gas window, fact that was proved by numerous deep wells that went through the entire section of the unit.

From the morphostructural viewpoint Los Molles Fm is strongly affected in its deposition by the precuycanos isolated depocenters that evolved according to the area of the basin where they are located.

In this paper we integrate and analyze all available data on this unit in central Neuquén Basin. Taking analog Haynesville (USA) as a reference, we value such attributes as areal distribution, %TOC, %Ro, fracability, and overpressure, and categorize Los Molles Formation as potential unconventional Shale Gas reservoir.

Introduction

La Cuenca Neuquina se extiende desde los paralelos 33° a los 41°S y desde los meridianos 67° hasta los 72°O a través de la Cuenca de Antepaís Andina en la República Argentina y su país vecino Chile (**Fig. 1**). Al menos tres rocas madres han sido comprobadas en esta cuenca, que de la más antigua a la más joven son: Fm Los Molles (Grupo Cuyo), Fm Vaca Muerta (Grupo Mendoza Inferior) y Fm Agrio (Grupo Mendoza Superior), siendo la provincia hidrocarburífera más importante del país en cuanto a potenciales reservorios de tipo No convencional *Shale Oil/Gas*.

El principal objetivo del presente trabajo es visualizar y caracterizar el potencial que presentan las facies pelíticas de la Fm Los Molles como reservorio de tipo *Shale Gas* y compararlo con su análogo Haynesville en EEUU, ya probado como reservorio No Convencional. Si bien la Fm Los Molles responde a una unidad presente en casi toda la Cuenca Neuquina, su depositación ha sido controlada por los numerosos depocentros aislados, generados durante el periodo de extensión en el *Triásico Tardío*. Esta impronta depositacional hace que la Fm Los Molles presente principalmente rasgos morfoestructurales muy distintos de acuerdo al ámbito de la cuenca donde se la este visualizando. La zona elegida por este estudio se ubica al Norte de la Dorsal de Huincul, que es una de las áreas donde se cuenta con mayor cantidad de datos obtenidos de pozos y sísmica 3D.

De los pozos que han atravesado por completo a la Fm Los Molles en este área, todos cuentan con el set completo de curvas básicas (GR, DT y Resistividad) y petrofísica. Además algunos de los pozos cuentan también con datos geoquímicos (%TOC, Pirolisis y Microscopia Orgánica) y datos mineralógicos (Petrografía, DRX y FRX).

A partir de la sísmica 3D, mediante el método de Eaton (1975), se ha generado para el área de interés un cubo de Gradiente de Presión Poral (GPP), calibrado con valores de presión poral medidos en diferentes pozos que se utilizaron como puntos de control.

La integración de todos estos datos en el área de estudio y la comparación con su análogo Haynesville y otros *Shales* (EEUU), han permitido valorar los diferentes atributos que presenta la Fm Los Molles como potencial

Reservorio No Convencional de tipo *Shale Gas*.

Marco Geológico

a) Estructura-Evolución Tectónica

La historia tectónica de la Cuenca Neuquina se caracteriza por dos importantes etapas evolutivas: (1) extensión del trasarco en el *Triásico Tardío-Cretácico Temprano* seguido por (2) la configuración y el ajuste de la Cuenca de Antepaís en el retroarco durante el *Cretácico Tardío-Holoceno*. La principal orientación de las fallas normales *Triásicas*, desarrolladas durante la extensión, es NO-SE en la parte sur de la cuenca (Ramos, 1978; Vergani et al., 1995; Cristallini et al., 2005; Silvestro et al., 2008). Esta área es tectónicamente dominada por la Dorsal de Huincul, una zona de cizalla de desplazamiento dextral E-O caracterizada por levantamientos transpresivos que estuvieron activos desde el *Jurásico Temprano al Cretácico Tardío*. La Dorsal de Huincul divide a la Cuenca Neuquina en dos importantes depocentros, conocidos como Engolfamiento Neuquino al Norte y Depocentro de Picún Leufú al Sur (**Fig. 1 y 2**).

El área investigada durante este estudio cubre parte del Engolfamiento Neuquino, a lo largo del flanco norte de la zona deformada de Huincul (890 km²). En esta región, los hemigrabenes del *Triásico Tardío* fueron tectónicamente invertidos a causa de un evento compresivo de orientación general NO-SE vinculado a la subducción oblicua de la placa de Aluk bajo la placa Gondwánica (Mosquera y Ramos, 2005). Las estructuras de inversión más prominentes se las reconoce de Sur a Norte con los nombres de Sierra Barrosa (SB) y Aguada Toledo (AT) (**Fig. 1**). Ambas estructuras están seccionadas por fallas de rumbo de orientación NS, desarrolladas sobre los sedimentos *postrift* durante el mismo evento compresivo.

La curva de subsidencia tectónica (**Fig. 3a**) fue calculada en uno de los sondeos más profundos del área de estudio discriminándola de la curva de subsidencia total (Brisson, 2010). Ésta, junto al análisis de los estratos de crecimiento (**Fig. 3b**) permite una caracterización sólida de la evolución tectonográfica de la zona, donde se identificaron los siguientes eventos tectónicos: *Sinrift*, *Postrift*, diferentes etapas de Inversión tectónica, flexura de antepaís y tectónica andina.

b) Estratigrafía

El relleno sedimentario de la cuenca en el área de estudio, abarca desde el *Triásico Superior* al *Cenozoico*, con unos 5000 m aproximadamente de estratificación *Mesozoica-Cenozoica* (**Fig. 4**).

Las rocas de basamento *prerift*, están dominadas por rocas ígneas y metamórficas (Grupo Choiyoi) del *Paleozoico Temprano*, afectadas durante la extensión del *Triásico* por una serie de fosas marginales que fueron rellenadas por los depósitos *synrift* conocidos como Precuyo, los cuales consisten principalmente de facies siliciclásticas que fueron depositadas en ambientes de abanicos aluviales, fluviales y lacustres con un significativo aporte piroclástico (Legarreta y Gulisano, 1989; Urien and Zambrano, 1994).

Posteriormente, un periodo de hundimiento termal da lugar a los depósitos *postrift* (Grupo Cuyo), representados por la ingresión marina de la Fm Los Molles acaecida a principios del *Jurásico* y constituida principalmente por arcillitas, limolitas y areniscas tobáceas de ambiente marino profundo con arreglo progradacional. Esta Unidad estratigráfica es sucedida por un conjunto de progradaciones clásticas (Fm Lajas) depositadas bajo condiciones litorales asociadas a ambiente de planicie de mareas y deltaico; y culmina con sedimentos fluviales asignados a la Fm Punta Rosada. El intervalo *Jurásico* se completa con las areniscas y calizas lotenianas del *Jurásico Medio* (Fm Lotena y La Manga) asociadas a depósitos carbonáticos de plataforma distal a poco profunda, producto de un nuevo avance del mar.

Un nuevo evento tectónico durante el *Jurásico Superior*, a través del cual se produce la reactivación del arco volcánico en el oeste, trae como consecuencia la depositación de intervalos clásticos continentales, de origen aluvial, fluvial y eólico correspondientes a la Fm Tordillo (Vergani et al., 1995).

En el *Tithoniano* la cuenca se encuentra sometida a subsidencia regional, produciendo una nueva expansión de la cuenca cuyas secuencias progradantes incluyen la prolífica roca madre de Vaca Muerta, sobre la que se desarrollan las progradaciones clásticas-calcáreas proximales de la Fm Quintuco, conformando este par el Grupo Mendoza Inferior (*Tithoniano-Valanginiano Inferior*). A partir de una importante caída en el nivel del mar, se depositan sedimentos clásticos en el centro de la cuenca (Fm Mulichinco) que posteriormente son cubiertos por areniscas y conglomerados de la Fm Centenario, que constituyen una importante progradación clástica proveniente del sudeste de la cuenca. Este intervalo abarca el Grupo Mendoza Superior, *Cretácico Inferior* (*Valanginiano-Barremiano*) según Howell, et al., 2005.

Al Grupo Mendoza le suprayace el Grupo Rayoso (*Aptiano-Albiano*) que representa un evento de desecación importante, conformado por múltiples eventos de inundación-desecación, con la depositación de facies clásticas, carbonáticas y evaporíticas (Fm Huitrín y Rayoso). Finalmente suprayacen en discordancia angular los depósitos continentales del Grupo Neuquén compuestos por arcillitas y areniscas continentales del *Cretácico Superior* (*Cenomaniano-Campaniano*) (Digregorio, 1972; Digregorio y Uliana, 1980; Gulisano y Pando, 1981; Hinterwimmer y Jáuregui, 1985; Legarreta y Gulisano, 1989; Urien y Zambrano, 1994).

Caracterización como Shale Gas

a) Mineralogía

a.1) Petrografía

La Fm Los Molles se encuentra integrada principalmente por limoarcilitas gris medio a gris oscuro, de aspecto masivo, con intercalaciones de areniscas grises, de granulometría muy fina a fina, mayormente cuarzosas y con menor participación de líticos, con matriz arcillosa y en parte cemento calcáreo. Hacia el tope de esta unidad litológica aumenta la participación de eventos volcánicos mediante la presencia de arcilitas y limoarcilitas tobáceas. Sin embargo, hacia la parte media y en la base de la Fm Los Molles se destacan dos secciones por la ausencia de intercalaciones de areniscas y de material tobáceo. Estas secciones se encuentran dominadas litológicamente por arcilitas calcáreas de color gris oscuro a castaño oscuro, margosa, con presencia de restos carbonosos y de aspecto bituminoso; y por arcilitas gris oscuro con aspecto bituminoso.

La descripción petrográfica de estas arcilitas y limoarcilitas indica que los granos silicoclásticos están compuestos principalmente por cuarzo, feldespato y escasos líticos, mientras que los granos carbonáticos corresponden a bioclastos, detrito bioclástico y escasos restos de vertebrados. La matriz arcillosa o arcillosa-silicoclástica presenta moderado a alto contenido de materia orgánica y reemplazo de calcita y dolomita. (LCV, 2012).

a.2) Difracción de Rayos X (DRX)

Los datos de DRX muestran muy bajos valores en su contenido de arcillas (menor al 20%), siendo principalmente illita (arcilla no expandible) su componente mayoritario. Así mismo, el alto contenido de cuarzo podría estar asociado a la incorporación en el sistema de avenidas turbidíticas de arenas finas. Mientras que la fracción calcítica es mayormente superior al 65% (Fig. 6).

a.3) Fluorescencia de Rayos X (FRX)

Este estudio nos permite conocer el comportamiento geoquímico de las rocas en la dimensión temporoespacial subdividiendo en sentido vertical (Quimioestratigrafía) y horizontal (Quimiofacies) (Larriestra 2012). De esta manera se aportan nuevos datos que ayudan a la comprensión de la evolución geológica-sedimentaria de la Fm Los Molles, facilitando la identificación y correlación de secuencias, análisis de facies, diagénesis, contenido de fluidos y señalando características geoquímicas relacionadas al comportamiento de los reservorios de muy baja permeabilidad de tipo *Shale*.

La concentración de azufre (S), Molibdeno (Mo) y Vanadio (V), caracterizan a los ambientes sedimentarios anóxicos (Potter et al. 2005). En la Fm Los Molles, los valores se incrementan hacia la base correspondiéndose con el miembro pelítico (Fig. 7 a, b y c).

En lo que respecta a la concentración de Calcio (Ca) (Fig. 7d), también permite diferenciar muy bien las dos formaciones, siendo más importante en la Fm Los Molles hacia la zona central. Este dato es importante desde el punto de vista operativo, ya que una unidad pelítica con alto % de carbonatos es más propensa al buen desarrollo de fracturas hidráulicas por su mayor comportamiento frágil ante el esfuerzo.

b) Petrofísica

La interpretación petrofísica a partir de perfiles eléctricos, calibrada con datos de laboratorio, permite conocer la distribución de propiedades como la porosidad, permeabilidad, y saturación de fluidos, e identificar zonas ricas en contenido de materia orgánica y rocas susceptibles a ser fracturadas.

La Fm Los Molles cuenta con la limitante, de que los perfiles eléctricos de pozo disponibles para evaluar el potencial no convencional del shale, son de tipo convencional. Siendo comunes los perfiles de Gamma Ray, SP (potencial espontáneo), resistividades y en algunos casos perfil neutrónico, de densidad y sónico. Si bien, un conjunto de curvas originales mas completo permitiría aumentar la confiabilidad de los resultados, los mismos son coherentes con los valores obtenidos en laboratorio. La porosidad, muestra valores que oscilan entre 3% y 9% con un promedio de 5%, mejorando sus porosidades hacia la base de la formación, y los cálculos de saturación de fluidos indican saturaciones de agua entre el 40 y el 60%. Respecto de la riqueza orgánica de la Fm Los Molles en base a perfiles eléctricos y datos de laboratorio se explica con mayor detalle en el apartado de geoquímica.

c) Geoquímica

Del análisis de facies y riqueza orgánica de la Fm Los Molles en la zona de estudio a partir de datos geoquímicos de pozos, se definieron dos facies diferentes en dicha formación (Fig. 8): un intervalo denominado "Molles Superior", que correspondería estratigráficamente a una transición entre las Formaciones Los Molles y Lajas, que si bien presenta una litología pelítica, el potencial oleogénico es muy pobre %TOC<1; y un intervalo inferior

denominado “Molles Generator” el cual presenta un incremento del porcentaje de materia orgánica amorfa y del %TOC con la profundidad, indicando facies más distales de mejor potencial oleogénico.

Por esta razón se subdividió al denominado Molles Generator en dos secciones. La sección inferior presenta valores de TOC de 2-3.5% y fue interpretada como una secuencia transgresiva, mientras que la sección superior presenta valores de TOC entre 1-2% y se interpretó como facies pelíticas con intercalaciones pasamíticas resultantes de un sistema progradante, al que se denomina informalmente “Molles Superior”.

Passey et al.,(1990) desarrollaron una metodología denominada “D Log R” que permite determinar el %TOC a partir de los registros de porosidad y su comportamiento respecto del perfil de resistividad profunda frente a la presencia de materia orgánica. Dado que el uso combinado de registros de porosidad y resistividad convenientemente escalados permite identificar y estimar el contenido de TOC de manera rápida y económica, se ha convertido en una de las técnicas de mayor difusión y aceptación en el análisis del *Shale* a nivel mundial, siendo aplicable a estudios regionales con limitada cantidad de puntos de control.

Si bien esta técnica permite aplicar cualquiera de los tres tipo de registros de porosidad (Neutrón–Sónico–Densidad), se pudo verificar que el registro sónico es el que mejor aplica para la Fm Los Molles, debiendo ser escalado debidamente al tipo de litología propia de la Unidad estratigráfica en tratamiento, mediante un factor de escala “C”, como se muestra en la fórmula siguiente:

$$\Delta \log R = \log_{10} (R/R_{base}) + C \cdot (\Delta t - \Delta t_{base})$$

Donde:

$\Delta \log R$: Separación de los registros sónicos y resistivos respecto de la línea base.

R : Resistividad leída en el intervalo de interés.

R_{base} : Valor de línea base de la Resistividad.

Δt : Tiempo de tránsito leído en el intervalo de interés.

Δt_{base} : Valor de la línea base del tiempo de tránsito.

C : Factor de escala dado por la relación (Ciclos Resistivos/Tiempo de tránsito).

Este factor de escala permite que exista una relación de linealidad entre el TOC y la curva “D Log R” en función de la madurez de la materia orgánica (LOM), siendo la ecuación empírica presentada por Passey et al. (1990), que expresa esta relación de linealidad la siguiente:

$$COT = (\Delta \log R) 10^{(2,297 - (0,1688 \times LOM))}$$

Donde:

COT: Medido en % en peso.

LOM: Nivel de metamorfismo orgánico.

La aplicabilidad del método en la Fm Los Molles fue calibrada con estudios de geoquímica de recortes de perforación de los pozos en los cuales se obtiene una curva de TOC sintética a partir de la metodología anteriormente descrita (Passey et al., 2012; Hood, A., et al., 1975; Henderson Petrophysics, 1999 y Creaney, S., 1993).

Esta calibración arroja un ajuste aceptable, indicando un máximo de coeficiente de correlación de 0.8819 y mínimo de 0.7708 entre los valores de TOC de recortes de perforación vs el TOC computado a partir de perfiles (**Fig. 9**).

Los resultados obtenidos a partir de perfiles y calibrados con medidas de laboratorio, son compatibles con los valores de TOC presentados por otros autores para la Fm Los Molles (Urien & Zambrano, 1994; Lagarreta et al., 1991; Veiga, 2001; Stinco y Mosquera, 2005). El rango de valores de TOC para la Fm Los Molles varía entre 1% y 5%, con un promedio de 1,86% para toda la unidad, y un promedio de 2.18% para el denominado Molles Generator.

El Índice de Hidrógeno (HI) en todas la muestras correspondientes a pozos de Centro de Cuenca se encuentra muy reducido debido a la alta madurez térmica de la roca madre Los Molles en esta zona (%Ro 1.15 – 3.54) (**Fig. 10**). Sin embargo las correlaciones establecidas con pozos más inmaduros de la zona de la Dorsal de Huincul han permitido establecer Índices de Hidrógeno originales (Hlo) de hasta 500 mgHc/grTOC para la sección inferior y de 250-100 mgHc/grTOC para la sección superior (**Fig. 11**) (Villar et al., 2005).

Varios estudios de evaluación del potencial generador de la Fm Los Molles han sido realizados por YPF (Veiga R., 2001; Brisson I., 2010; Rodríguez Monreal F. et al., 2005 y 2008), mayormente en la zona de la Dorsal de Huincul y Centro de Cuenca. De ellos se estima que enormes volúmenes de hidrocarburos han sido generados durante el *Cretácico temprano* y que una gran parte de los mismos habrían sido retenidos en la roca madre como gas adsorbido, gas libre en microfracturas (potencial *Shale Gas*) y como *Tight Gas* en las arenas de la Fm Lajas.

d) Presión de Formación

El análisis de la presión de formación tiene importancia tanto en el planeamiento y diseño de la perforación de pozos como en la etapa de producción, definiendo en gran parte la rentabilidad económica de un proyecto de características *Shale Gas*. Cabe de esperar que una Unidad generadora como la Fm Los Molles, con bajos valores de porosidad y permeabilidad presente valores anómalos de presión.

La sísmica 3D juega un papel muy importante, ya que a partir de las velocidades interválicas, se puede obtener un volumen de presión de poro que muestra las variaciones y anomalías de presión para la región que se está analizando, permitiendo determinar si las zonas sobrepresionadas o subpresionadas son una característica particular de una formación o simplemente un comportamiento aislado.

Con base en lo anterior, se aplicó la metodología de Eaton (1975), la cual permitió estimar la presión de poro de la Fm Los Molles a partir de datos de velocidades sísmicas 3D, que traducido en un cubo de Gradiente de Presión Poral (psi/ft), evidenció rangos del orden de los 0,54-0,9 (psi/ft) para la sección basal de la Fm Los Molles, característica que se mantiene lateralmente (Pianelli, et al., 2013) (**Fig.12**).

La metodología planteada por Eaton (1975) considera que a medida que se produce el soterramiento de las lutitas, estas se compactan siguiendo un trend de compactación normal. Esto implicaría, que a medida que aumenta la profundidad de los depósitos pelíticos, estos van perdiendo su porosidad por compactación y los fluidos son desplazados del espacio poral. Sin embargo puede ocurrir que, a altas tasas de sedimentación, la velocidad de soterramiento supere a la velocidad de migración y escape de los fluidos de la roca, quedando atrapados y generando un desequilibrio en el trend de compactación normal.

No obstante, a este concepto habría que añadirle también el efecto que causa en la presión de formación la transformación de la materia orgánica en kerógeno para luego dar origen a los hidrocarburos, sumado a la diagénesis que sufren los minerales de arcilla y las reacciones químicas y productos resultantes que se producen en el nanosistema poral del shale.

En el caso de la Fm Los Molles se puede observar que si bien toda la formación se encuentra sobrepresionada, es en el denominado Molles Generador donde se produce el gradiente de presión más importante de toda la unidad estratigráfica (**Fig.13**). Este fenómeno puede relacionarse con el contenido de TOC y de hidrocarburos generados y contenidos en la roca madre.

Comparación del shale play de Molles con análogos de EEUU

Los ejemplos de shales de Estados Unidos citados en este trabajo presentan un amplio rango en la distribución de los valores de sus características geológicas y geoquímicas. Por tal motivo, se han resumido aquellos aspectos de carácter definitorio al momento de evaluar un play de tipo no convencional (*Shale*) en el siguiente cuadro comparativo (**Tabla1**), en el cual se incluye a la Fm Los Molles de manera de facilitar la visualización de aquellas características compatibles de las que escapan del rango esperable en la Cuenca Neuquina.

El estudio de los plays no convencionales desarrollados en los Estados Unidos y el análisis de sus atributos permitieron destacar como análogo de la Formación Los Molles al play no convencional *Shale Gas* Haynesville (**Fig. 14**).

El informalmente llamado *Shale* de Haynesville, de edad *Jurásica Tardía*, se extiende bajo extensas áreas del suroeste de Arkansas, noroeste de Louisiana y este de Texas, sumando una extensión total de más de 23.000 Km². Se halla a profundidades de entre 3000 y 4300 m (con una media de 3600 m) y su espesor promedio oscila entre los 61 y los 91 metros. Constituye parte de la Formación Haynesville, que se encuentra sobre las areniscas del Grupo Cotton Valley y subyace a las calizas de Formación Smackover.

Además del Shale de Haynesville, la Formación homónima se divide en dos miembros formales: Las calizas Gilmer, informalmente conocidas como calizas Cotton Valley y las anhidritas Buckner, que en ambos casos representan depósitos marinos someros y costeros, y se forman a lo largo del límite norte de la cuenca en la que el shale de Haynesville fue acumulado y separado de depósitos contemporáneos no marinos. Adicionalmente, Buckner también representa una plataforma carbonática con bancos de oolitas. Un tercer miembro informal, las areniscas Gray, interdigita con el shale de Haynesville a lo largo de su extremo norte.

Su litología es heterogénea, y está compuesta por calizas marinas y de planicie costera, arcilitas, y areniscas según su posición estratigráfica y geográfica. Son frecuentemente ricas en materia orgánica, con un TOC que varía entre 0,5 y 4 %.

Las descripciones fosilíferas del *Shale* de Haynesville son muy limitadas, pero incluyen cocolitos, bivalvos, gastrópodos y calciesferas. Tanto por sus nanofósiles (cocolitos) como por sus relaciones estratigráficas, se lo asigna al *Kimmeridgiano*, de entre 151 y 157 Ma.

Esta unidad fue depositada en un ambiente restringido localizada en una plataforma continental con pendiente sur, que era cubierta por aguas relativamente someras. Las arcilitas se acumularon como una manta extendida y continua lateralmente a través de los límites de esta cuenca. La acumulación de fango carbonático rico en materia orgánica, fosilífero y con pellets y capas laminadas de limo cuarzoso muy fino y arcillas detríticas, refleja la acumulación mezclada de sedimentos carbonáticos generados en la cuenca, con sedimentos clásticos provenientes de afuera de ella. El límite norte de esta cuenca eran aguas costeras someras bajo las que se depositaban fangos carbonáticos y bancos oolíticos sobre lo que ahora sería el borde entre Louisiana y Arkansas. Esas aguas estaban bordeadas hacia el norte por una planicie costera árida caracterizada por extensos sabkas. El límite oeste de la cuenca era una ancha plataforma carbonática de rumbo norte-sur con prominentes bancos oolíticos. El borde sur de la antigua cuenca era una isla jurásica antigua llamada "Sabine Island", que ahora se asienta profundamente enterrada bajo la superficie del condado de Sabine, en Texas.

Las plataformas carbonáticas, sus bancos oolíticos, la isla Sabine, y la costa del prehistórico Golfo de México crearon una cuenca restringida en la que las corrientes marinas sólo podían acceder fácilmente desde el este. Esto generaba frecuentemente condiciones de fondo anóxicas durante la depositación de los sedimentos del shale de Haynesville, que permitieron que la materia orgánica sea preservada e incorporada en sus sedimentos. Los mecanismos por los cuales la materia orgánica se acumuló entre los sedimentos fueron una compleja interacción de generación local de carbonato, aporte clástico de fuentes externas, tasas de soterramiento variable, y períodos cambiantes de aguas de fondo anóxicas y euxínicas (Loucks, R.G., et al., 2007; Hammes, U., et al., 2011).

Haynesville es un importante play *Shale Gas* en el este de Texas y Louisiana (**Fig. 15**), con reservas recuperables comprobadas de 60 Tcf, y estimadas en 250 Tcf, que si bien al haberse disparado su producción recién en el año 2008 y por ello no conocerse bien su alcance a largo plazo, se estima que produciría por pozo un promedio de 6,5 Bcf (Nome, S. y Johnston, P., 2008).

Los otros miembros de la Formación Haynesville también son fuente de producción de gas y petróleo, producidos actualmente de reservorios carbonáticos de borde de plataforma que consisten de bancos de oolitas de las calizas Gilmer y las anhidritas Buckner, así como también de areniscas de abanicos submarinos del miembro Gray en el norte de Louisiana.

Conclusiones

En primera instancia puede concluirse que La Fm Los Molles, en base a la integración de las características geológicas y geoquímicas analizadas en este trabajo, cumple con las condiciones para constituirse en un Reservorio No Convencional de tipo *Shale Gas*.

A partir de la comparación de los factores que definen a los reservorios *Shale* de Estados Unidos, se desprende que el *Shale* de Haynesville puede ser utilizado como análogo para el análisis comparativo de la Fm Los Molles.

Es importante mencionar que en los reservorios de tipo no convencionales (*Shale Gas*), la estimulación hidráulica y los avances tecnológicos en esta área cumplen un rol fundamental en el éxito o fracaso del play. Por lo tanto la evaluación de la Fm Los Molles como reservorio tal debería ser revalidada una vez que se hayan realizados varios pozos con este objetivo, ya que hasta el momento solo se concluye, en este trabajo, que dicho play con la información disponible a la fecha cumple con creces los parámetros fundamentales para constituirse en un yacimiento de tipo shale gas. Destacándose su madurez térmica, su alto %TOC y su gran sobrepresión.

También es importante destacar que los principales yacimientos de tipo *Shale Gas* del mundo son desarrollados con pozos horizontales, tanto por el espesor neto (que no superan en general los 100 m) como para optimizar el factor de recuperación. Mientras que la Fm Los Molles, en el área de estudio acusa un espesor neto aproximado de 200 m, el cual hace posible pensar en un desarrollo a través de pozos verticales generando una ecuación económica mucho más favorable.

Agradecimientos

Los autores agradecen a YPF S.A. por permitir la presentación de este trabajo. Así mismo, queremos expresar un especial reconocimiento y agradecer a Fernanda Raggio y Martín Fasola, que con su lectura crítica y comentarios ayudaron a mejorar el contenido del manuscrito y la presentación de las imágenes, y a Ricardo Veiga y Pedro Lafourcade por la revisión del texto.

Referencias

- Brisson, I. (2005): Sistema Petrolero de Cupén Mahuida. YPF, informe interno.
- Creaney, S. y Passey, Q.R., (1993): Recurring patterns of Total Organic Carbon and Source Rock Quality within a Sequence Stratigraphic Framework. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 77, No. 3, p. 386-401.
- Cristallini, E. (2005): Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia del Neuquén, Argentina). YPF, informe interno.
- Digregorio, J. H., (1972): Geología regional Argentina: Córdoba, Argentina, Academia Nacional de Ciencias, p. 439–505.
- Digregorio, J. H., y M. A. Uliana, (1980): Cuenca Neuquina: Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias de Córdoba, v. 2, p. 985–1032.
- Eaton, B. (1975): The Equation for Geopressured Prediction from Well Logs. 50th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 5544. Dallas, Texas.
- Gulisano, C. A., y G. A. Pando, (1981): Estratigrafía y facies de los depósitos jurásicos entre Piedra del Águila y Sañicó, departamento Collón Curá, provincia del Neuquén: VIII Congreso Geológico Argentino, Actas v. 3, p. 553–577.
- Hammes, U., Scott Hamlin, H. y Thomas E. E., (2011): Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana. *AAPG Bulletin*, v. 95, no. 10 (October 2011), pp. 1643–1666
- Henderson Petrophysics, (1999): Source rock analysis from well logs. Quiklog and Topp. Henderson Petrophysics. Brisbane.
- Hinterwimmer, G. A., y J. M. Jáuregui, (1985): Análisis de facies de los depósitos de turbiditas de la F. Los Molles en el sondeo Barda Colorada Este, provincia del Neuquén: IX Congreso Geológico Argentino, Actas v. 5, p. 124–135.
- Hood, A., Gutjahr, C.C.M. y Heacock, R.L., (1975): Organic Metamorphism and the generation of Petroleum. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V. 59, No. 6, p. 986-996.
- Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A. y Veiga, G.D., (2005): The Neuquen Basin: an overview. Geological Society, London, Special Publications 2005; v. 252; p. 1-14.
- Lastrada Geotecnologías S.A. (2012): Log Geoquímico de pozo (Log XRFTM) área Cupén Mahuida-Loma Campana, integración de Cutting y datos de pozos. YPF, reporte interno.
- LCV., (2012): Sondeo YPF.Nq.BCo.x-3 (Barreales Colorados). Estudio petrográfico, diagenético y mineralógico de recortes de perforación, Fm Los Molles.
- Legarreta, L., y C. A. Gulisano, (1989): Análisis estratigráfico secuencial de la cuenca neuquina (Triásico superior-Terciario inferior), Argentina, in G. A. Chebli and L. A. Spalletti, eds., *Cuencas sedimentarias Argentinas: Serie Correlación Geológica 6*, p. 221–243.
- Legarreta, L., y M. A. Uliana, (1991): Jurassic–Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, central Argentine Andes, in D. I. M. McDonald, ed., *Sedimentation, tectonics and eustasy: International Association of sedimentologists Special Publication 12*, p. 429–450.
- Loucks, R.G. y Ruppel, S.C., (2007): Mississippian Barnett Shale: Lithofacies and depositional setting of a deep-water shale-gas succession in the Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, Vol. 91, No. 4, p. 589-601.
- Mosquera, A., y V.A. Ramos., (2005): Intraplate deformation in the Neuquén embayment. XVI Congreso Geológico Argentino. II: 193-202.
- Nome, S. y Johnston, P., (2008): A primer on North American natural gas shale plays. *Oil & Gas Exploration & Production From Shale to Shining Shale*.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. y Stroud, J., (1990): A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, v.74, p.1777-1794.
- Passey, Q., Bohacs, K., Esch, W., Klimentidis, R. y Sinha, S., (2012): My Source Rock is Now My Reservoir – Geologic and petrophysical characterization of Shale-Gas Reservoirs. Search and Discovery Article #80231. Adapted from 2011-2012 AAPG Distinguished Lecture for AAPG European Region.
- Pianelli, L., Finlay C. y Späth F., (2013): Determinación de presiones porales en las arcillas de la Fm. Molles en Aguada Toledo a partir de datos de velocidades sísmicas. (Trabajo interno YPF, inédito).
- Potter, P., Maynard B. y Depetris P. (2005): Mud and mudstones. Introduction and overview. Springer Verlag 297 p.

Ramos, V.A., (1978): Estructura, in Relatorio de la geología y recursos naturales del Neuquén: Buenos Aires, VII Congreso Geológico Argentino, p.99–118.

Rodríguez Monreal, F. y Baudino, R. (2005): Modelado Geoquímico de la Formación Los Molles en las zonas de plataforma y centro de la Cuenca Neuquina: Bloques La Banda y Bandurria. YPF, informe interno.

Rodríguez Monreal, F., Olea, G., Suarez, M., (2008): Modelado del sistema petrolero Los Molles-G.Cuyo/G.Lotena en los proyectos VAM.xp y SCB.xp. Exploración UNAO, YPF, informe interno.

Silvestro J. y M. Zubiri, (2008): “Convergencia oblicua: modelo structural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S) – Neuquén”. Asociación Geológica Argentina 63, 49-64.

Stinco L. P. y Mosquera A., (2005): Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las Formaciones Vaca Muerta y Los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina. Boletín de Informaciones Petroleras. Año I, p.18-30.

Veiga, R. (2001): Migración de Hidrocarburos y Sistemas Petroleros Cuyanos en el ámbito central de la Cuenca Neuquina-Argentina. YPF, informe interno.

Veiga R., (2001): Modelado de migración de fluidos en el sector central de la Cuenca Neuquina. Sistema Petrolero Los Molles – Los Molles. Informe interno YPF.

Veiga R., (2001): Modelado de migración de fluidos en el sector central de la Cuenca Neuquina. Sistema Petrolero Los Molles – Lajas, informe interno YPF.

Vergani, G. D., A. J. Tankard, H. J. Belotti, and H. J. Welsink, 1995, Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina, in A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 383–402.

Villar, H., Legarreta, L., Cruz, C. E., Laffitte, G. A., Vergani, G., (2005): Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 Km. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, IAPG. 17 p.; Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2 N° 3, 50-67.

Urien, C. M. y Zambrano, J. J., (1994): Petroleum systems in the Neuquén Basin, Argentina, in L. B. Magoon and W.G. Dow, eds., The petroleum system: From source to trap: AAPG Memoir 60, p. 513–534.

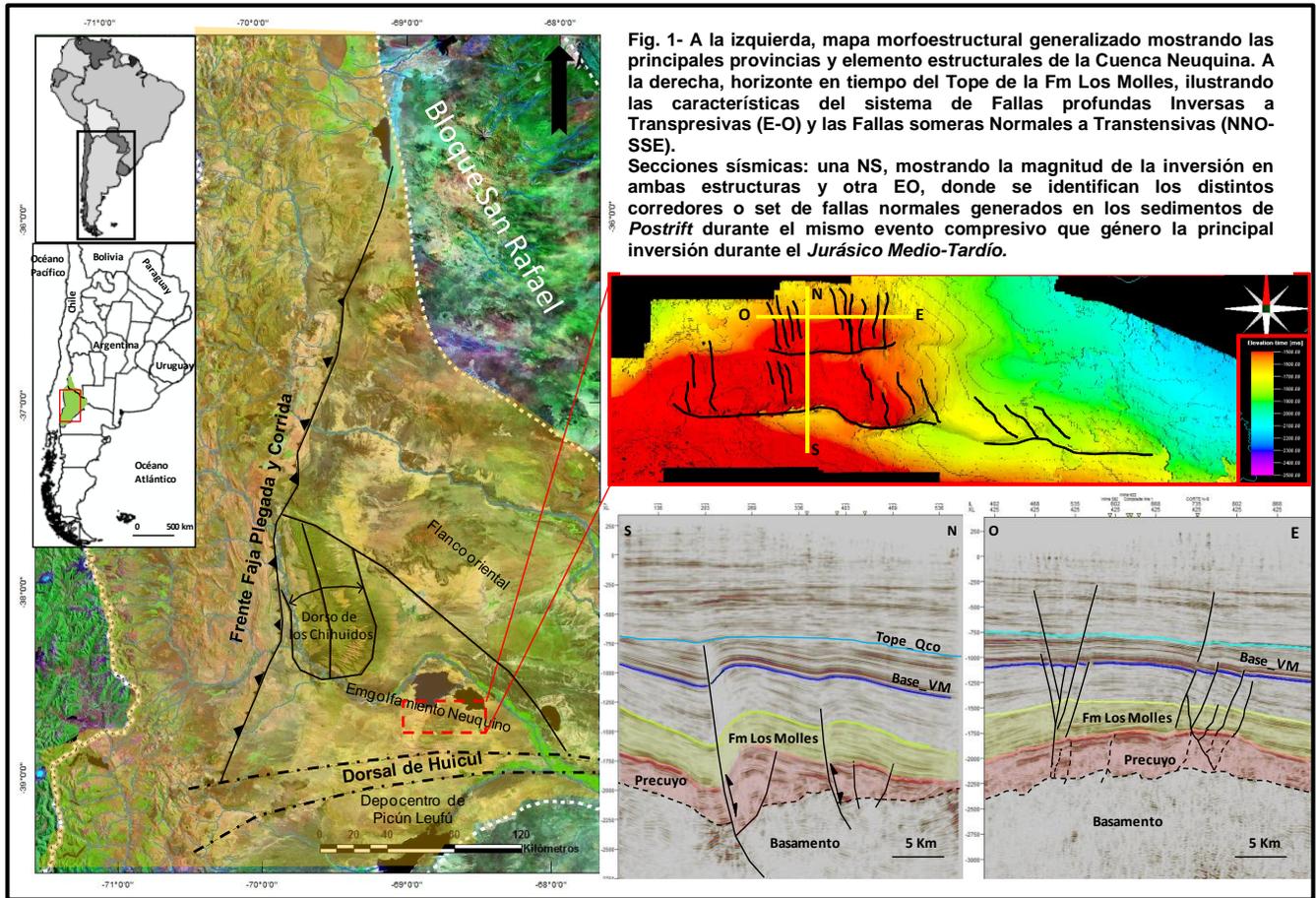


Fig. 1- A la izquierda, mapa morfoestructural generalizado mostrando las principales provincias y elemento estructurales de la Cuenca Neuquina. A la derecha, horizonte en tiempo del Tope de la Fm Los Molles, ilustrando las características del sistema de Fallas profundas Inversas a Transpresivas (E-O) y las Fallas someras Normales a Transtensivas (NNO-SSE). Secciones sísmicas: una NS, mostrando la magnitud de la inversión en ambas estructuras y otra EO, donde se identifican los distintos corredores o set de fallas normales generados en los sedimentos de *Posrift* durante el mismo evento compresivo que generó la principal inversión durante el *Jurásico Medio-Tardío*.

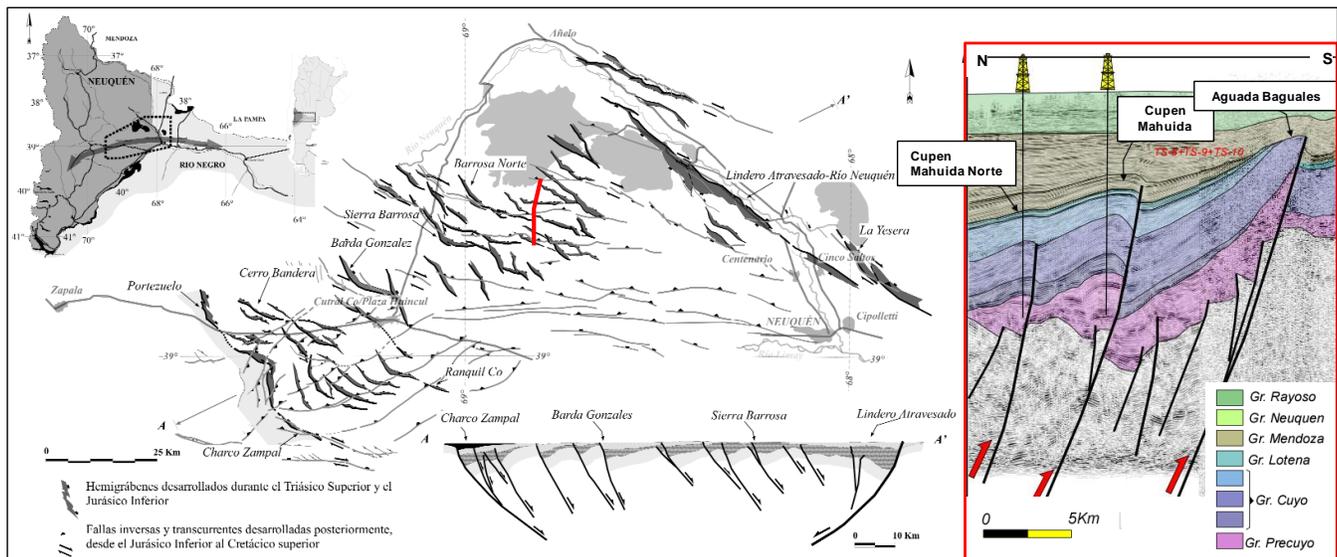
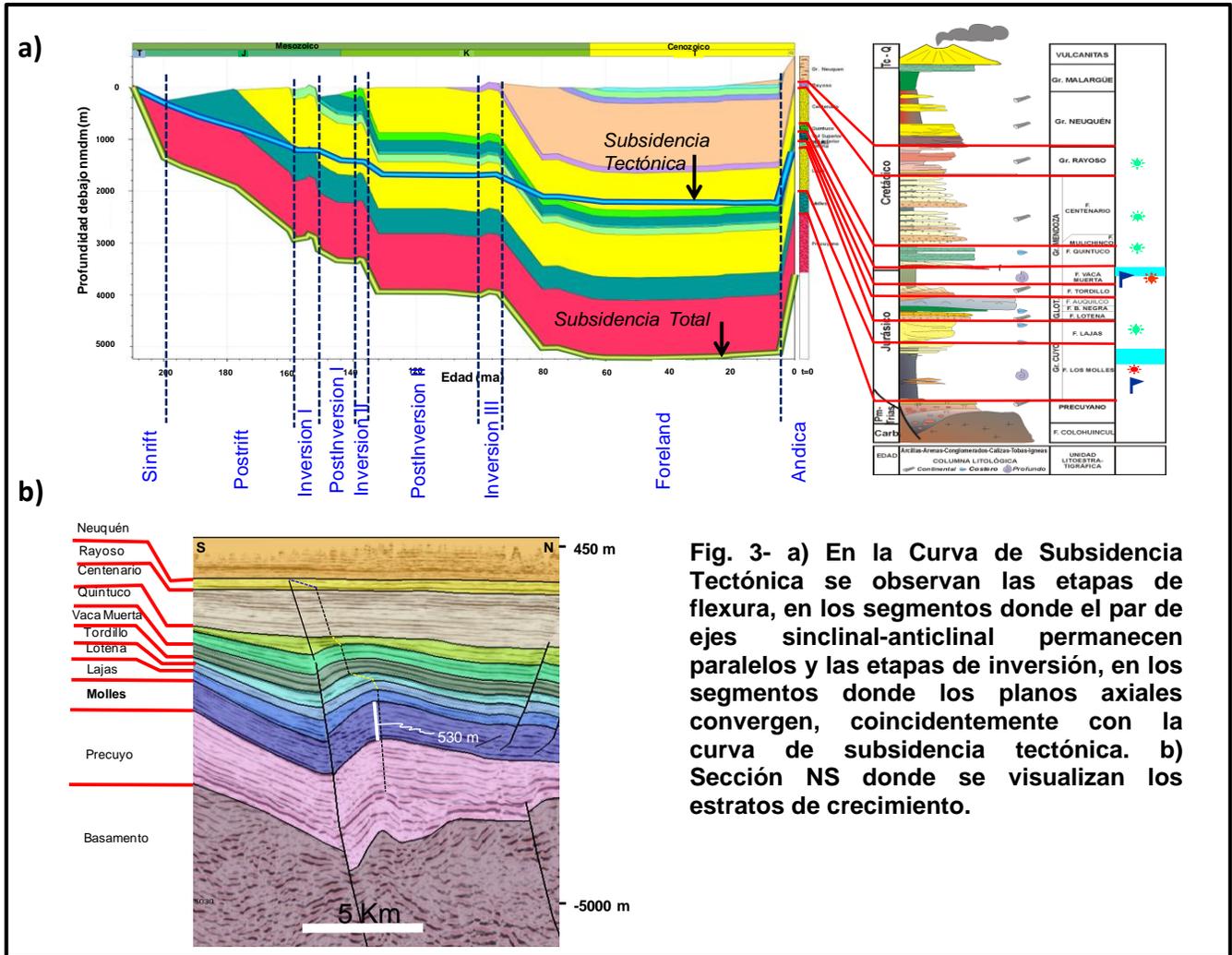


Fig. 2- Mapa de estructuras extensionales desarrolladas durante el *Triásico Superior-Jurásico Inferior* al momento de depositación del Precuyano, obtenido a partir de la interpretación de la sísmica 3D. Las fallas extensionales muestran una orientación NO predominante y con vergencia al este en el sector occidental y vergencia oeste en la parte oriental del área. Sección sísmica NS, donde se observa el espesor alcanzado por la Fm Los Molles (Parte inferior del Gr. Cuyo) en el área de estudio (Silvestro et al., 2008).



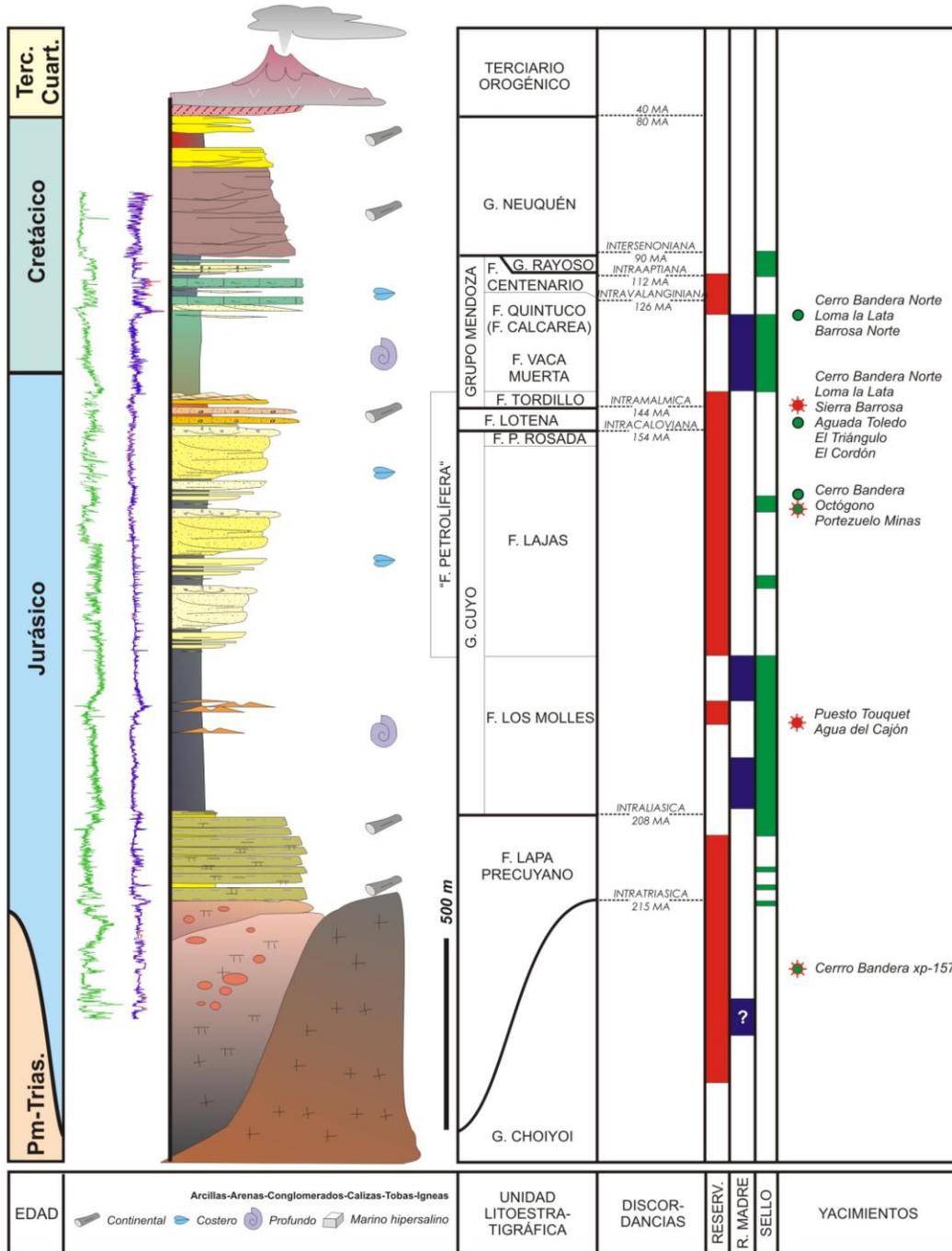


Fig. 4- Columna estratigráfica sintética de la Cuenca Neuquina, Región Sur y Dorsal de Huincul. Modificada de Brison 2010.

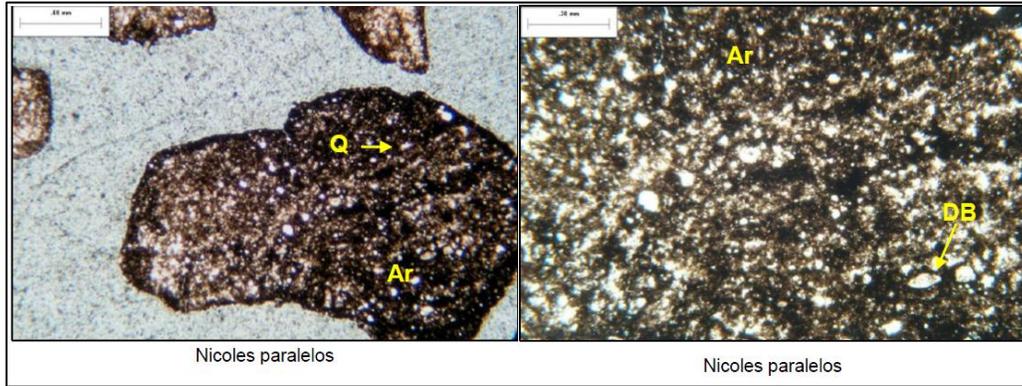


Fig. 5- Fangolita de la Fm Los Molles en la que se observa textura fangosostén, granos silicoclásticos de cuarzo microcristalino (Q) y escasos feldespatos de tamaño limo a arena muy fina. Se reconocen además, granos carbonáticos correspondientes de detritos bioclásticos (DB). La matriz arcillosa (Ar) presenta un moderado a abundante contenido de materia orgánica.

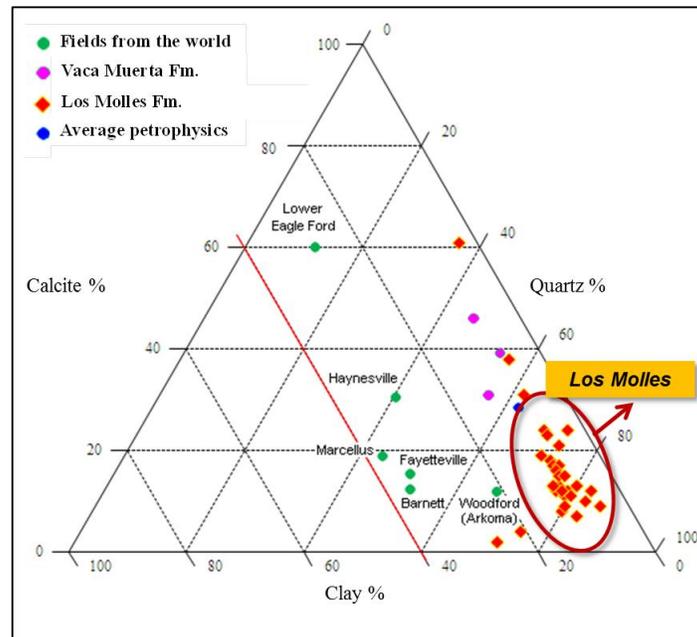


Fig. 6- Triángulo composicional para rocas clásticas.

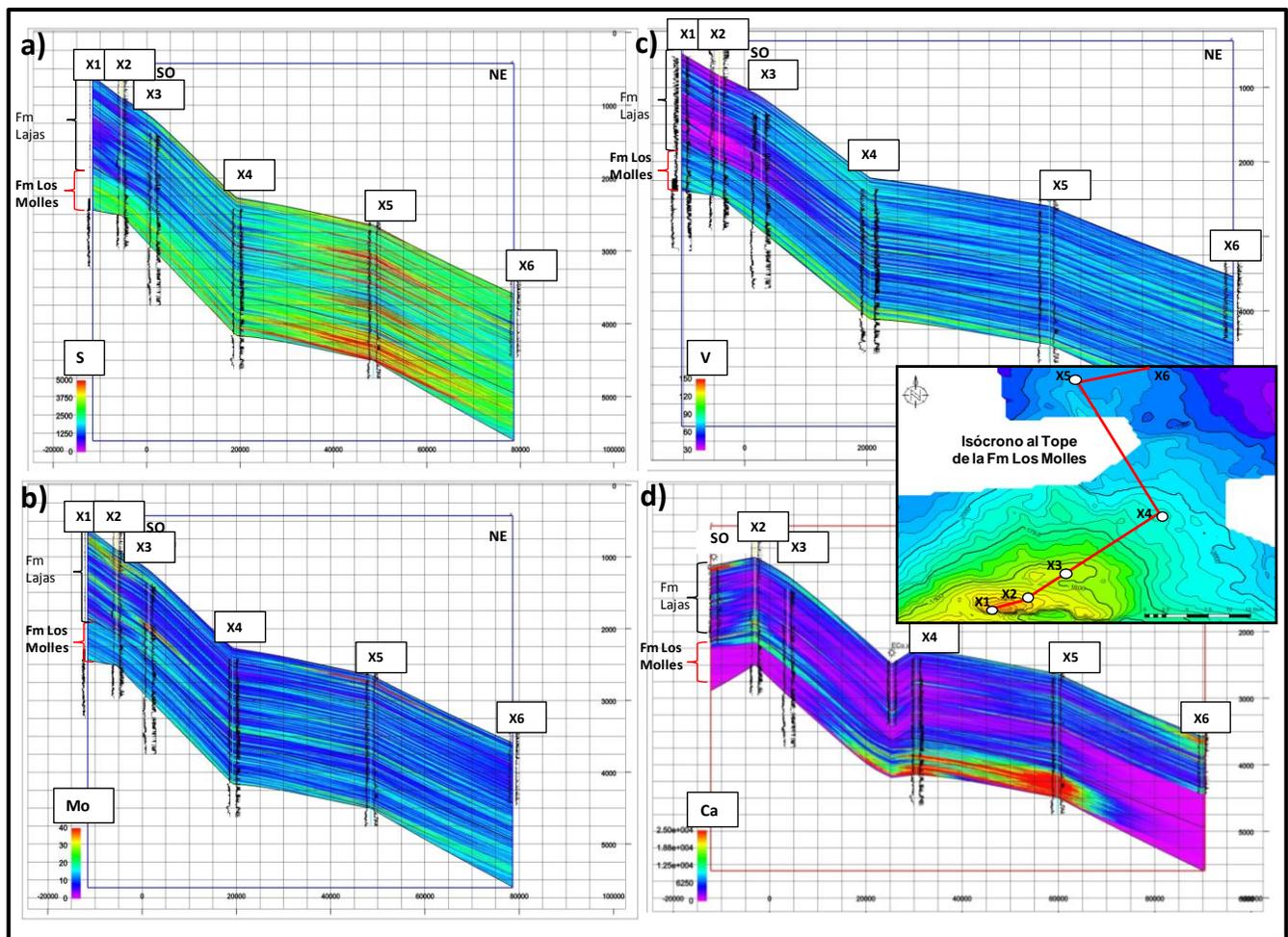


Fig. 7- Variación vertical y lateral de la concentración de S, Mo, V (tres componentes que están asociados a la generación de HC) y el Ca, importante considerarlo en el momento de analizar el comportamiento geomecánico de la roca.

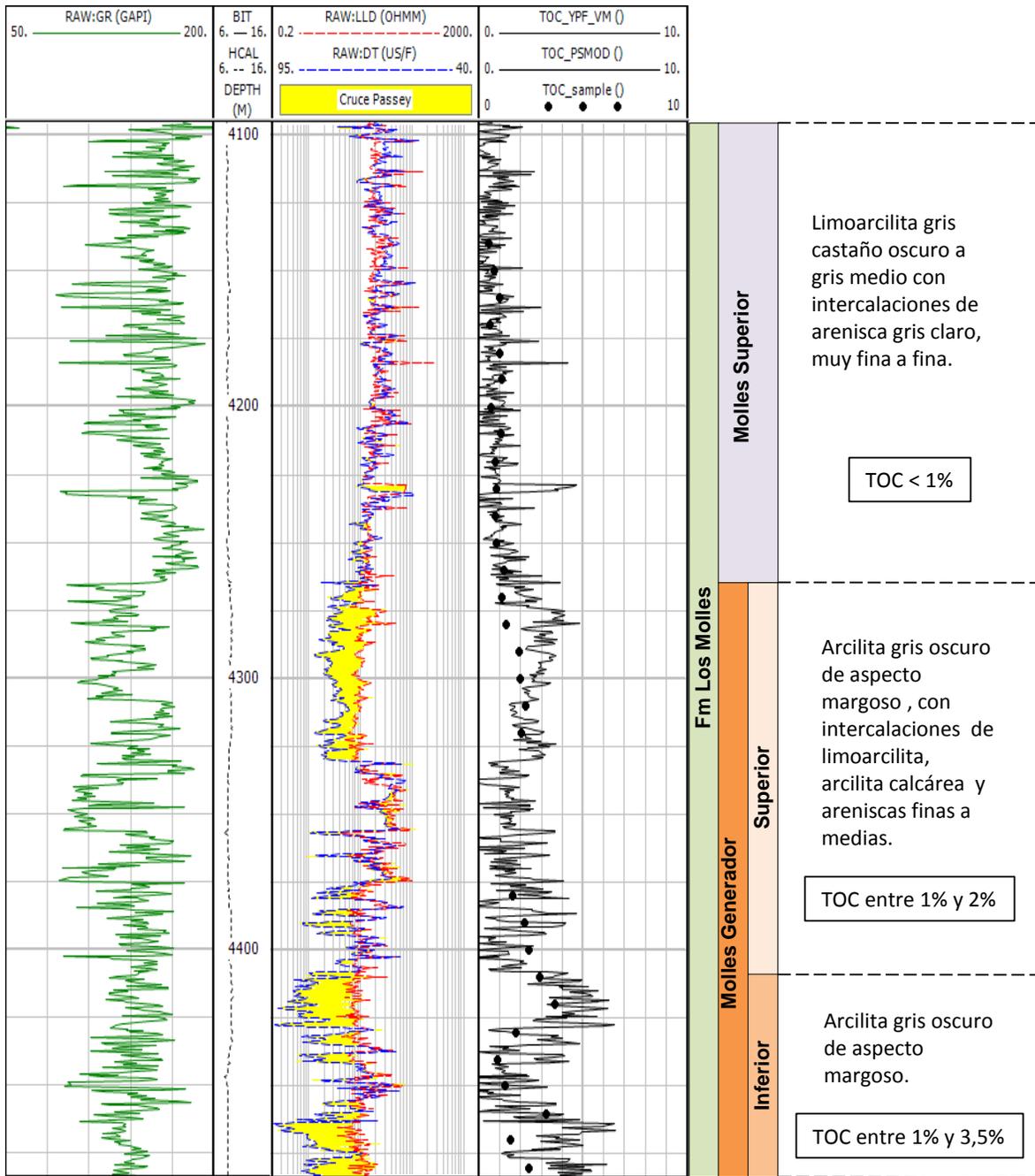


Fig. 8- Datos petrofísicos y geoquímicos de la Fm Los Molles, que nos permiten diferenciar para esta unidad dos facies principales: Un “Molles Superior”, con valores de TOC < 1% y un “Molles Generator”, subdividido a su vez en dos secciones: una inferior, con valores de TOC entre 2-3.5% y una superior con un TOC que no supera el 2%.

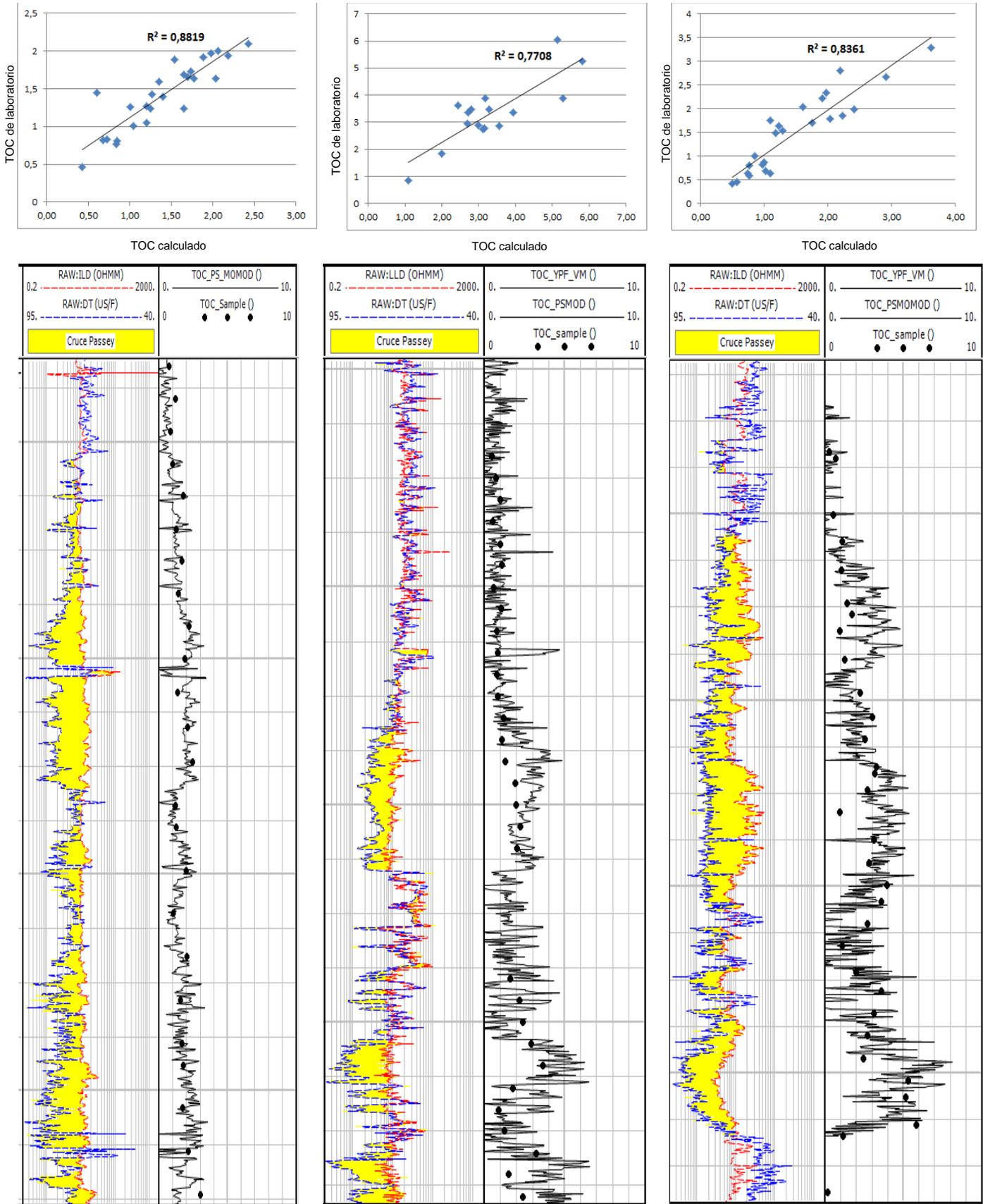


Fig. 9- Cross-plot mostrando la correlación entre los valores de TOC calculado Vs el TOC medido en laboratorio en recortes de perforación.

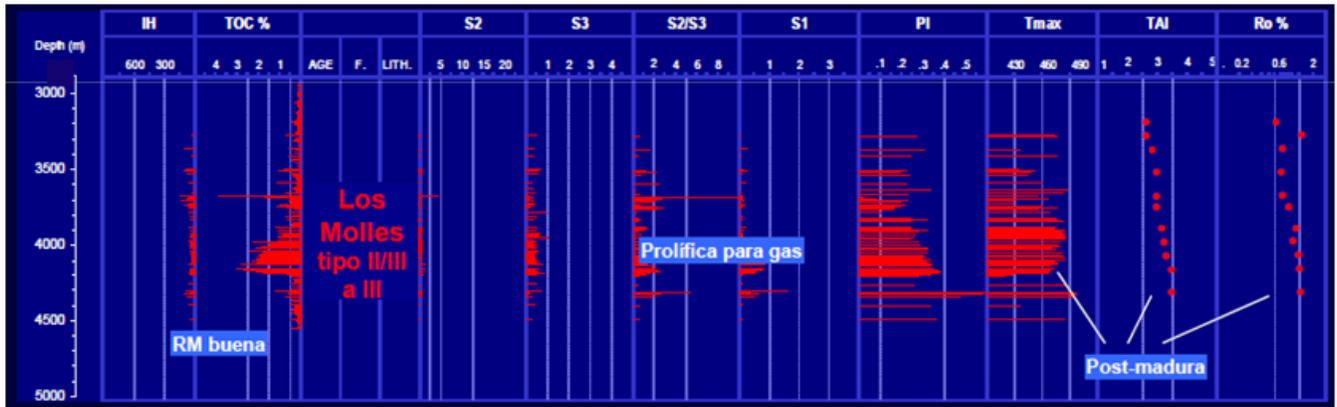


Fig. 10- Log geoquímico característico de la roca madre Los Molles en el Flanco Norte de la Dorsal de Huicul a centro de Cuenca (Villar et al., 2005).



Fig. 11- Log geoquímico característico de la roca madre Los Molles en el área de Dorsal de Huicul (Villar et al., 2005).

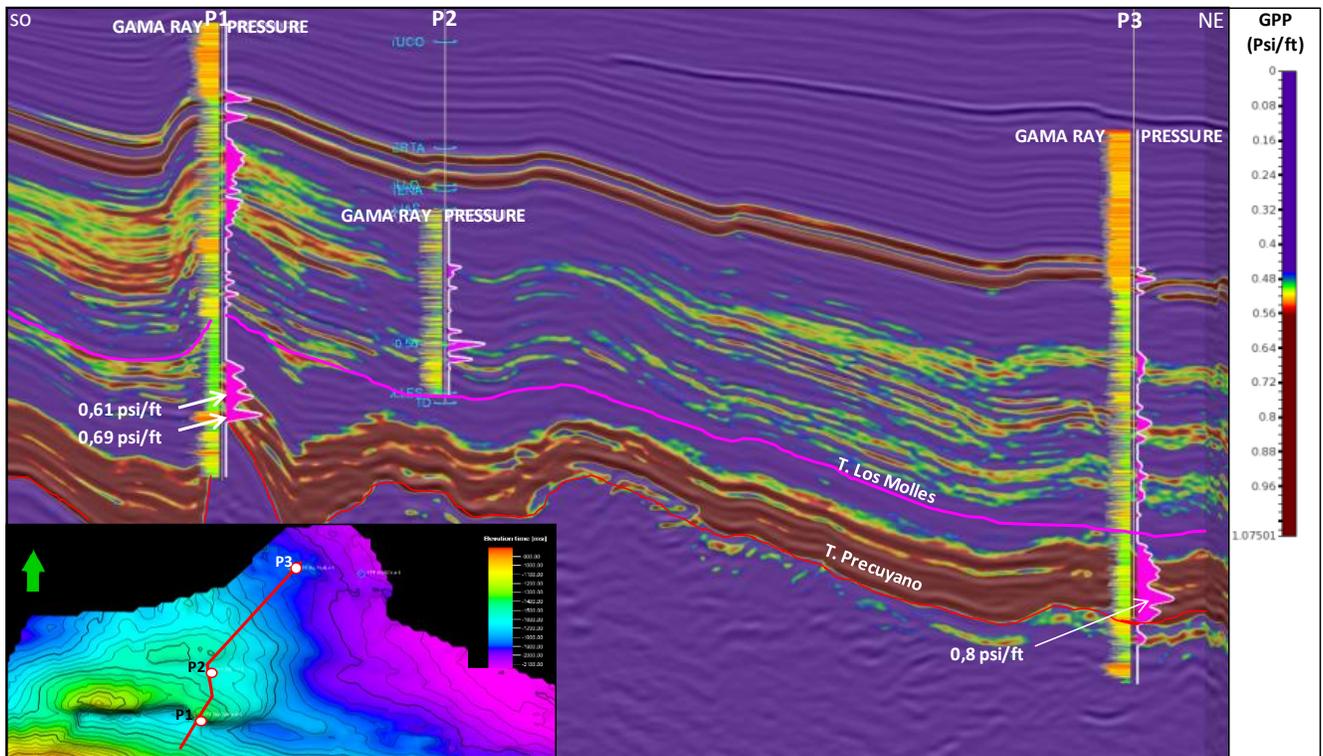


Fig. 12- Los Gradientes de Presión Poral (GPP), muestran rangos del orden de los 0,54-0,9 (psi/ft) para la sección basal de la Fm Los Molles. Este fenómeno puede verse en la ondícula extraída para cada pozo del cubo de GPP (generado mediante el método de Eaton), el cual también nos muestra que esta característica de sobrepresión se mantiene lateralmente.

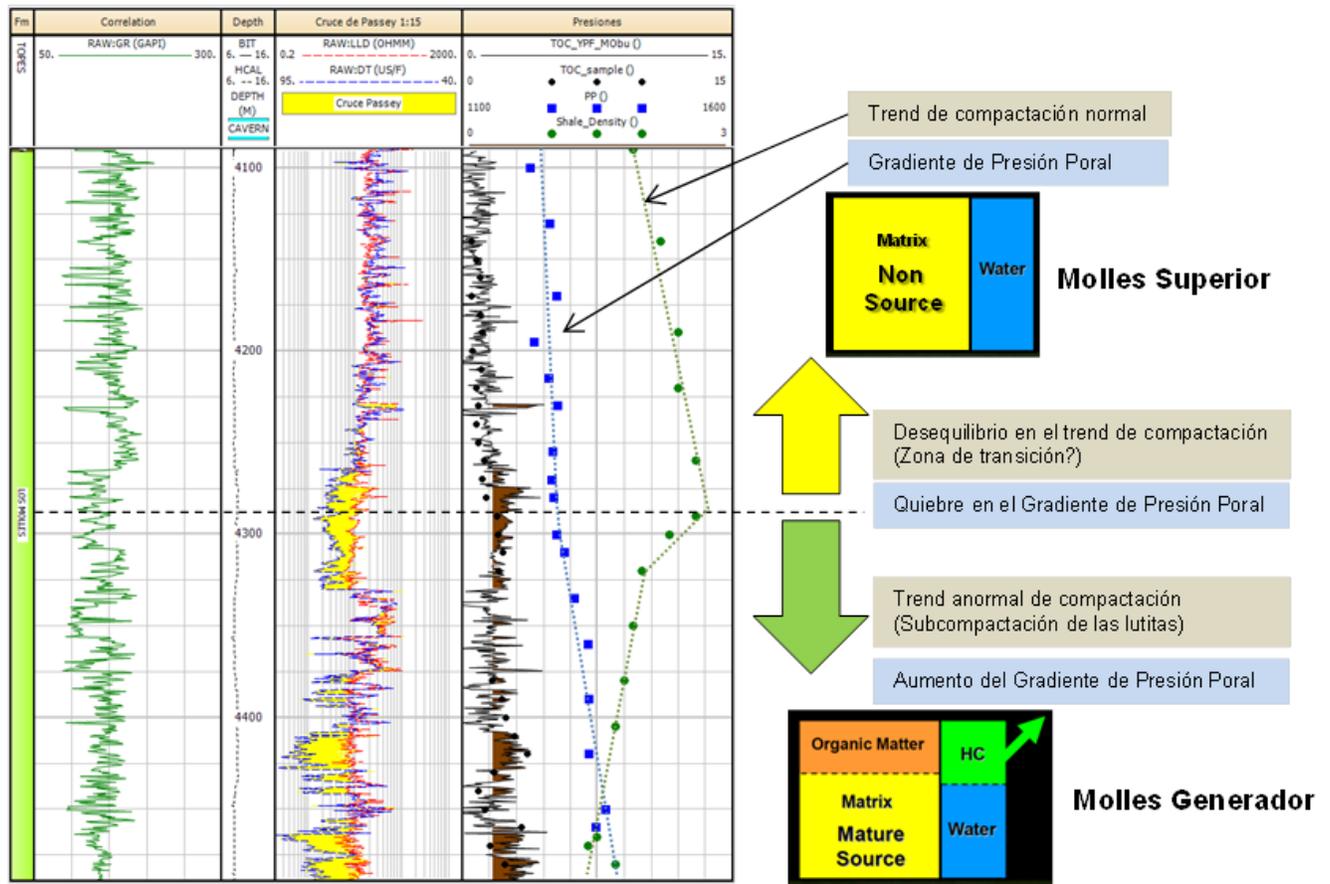


Fig. 13- Perfil tipo de la Fm Los Molles en el área de estudio. Nótese como la Curva de Compactación normal muestra un quiebre al tope de la sección que definimos como “Molles Generator”, la cual acusa mayores valores de TOC y un aumento de las presiones.

Parámetros	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Ohio	Antrim	New Albany	Los Molles
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	400	400	360	196
Periodo	Mississippian Tardío	Devónico	Mississippian Tardío	Jurasico	Mississippian /Devónico	Cretácico Tardío	Devónico	Devónico	Mississippian /Devónico	Jurasico Temprano
Extensión areal (10 ³ Km ²)	13	246	23	23	28	26	65	67	91	27*
Profundidad (10 ³ m)	1,9-2,5	1,2-2,5	0,3-2,1	3,2-4,1	1,8-3,3	0,9-1,8	0,6-1,5	0,18-0,91	0,18-1,5	3-4,2
Presión de Reservorio (Psi)	3000-4000	600-3500		>9000		1000-1500	500-2000	400	300-700	8000-12000
Temperatura (?F)	200	>100		115-160		130-170	100	75	80-105	
Gradiente de Presión (Psi/pie)	0,43-0,44	0,15-0,4		>0,9		0,2-0,25	0,15-0,4	0,35	0,43	0,65-0,9
Porosidad (%)	4_5	10	8_2	8_9	3_9	3_6	5	9	10_14	5
Espesor Gross (m)	61-91	30-121	30-213	61-91	91-579	152-579	91-609	>61	30-121	500-800
Net Pay (m)	15-61	15-61	15-61	61	36-67	61-91	18-30	21-36	15-30	200
Tipo de Kerógeno	II	II-III	II-III	III	II	II-III	II-III	I	II	II-III
Reflectancia de la Vitrinita (%Ro)	0,5-1,5	0,5-2,0	1,0-3,0	0,94-2,62	0,5-3,0	1,66-1,88	0,4-1,3	0,4-0,6	0,4-1,0	2,55-3,66
%TOC	3_6	3_12	4_9,8	0,5_4	0,6_1	0,45_2,5	0_0,47	0,3_2,4	0,3_2,4	1,5_3,5

Tabla 1. Resumen de las características geológicas y geoquímicas mas importantes de los principales Shales de Estados Unidos. * Extensión areal de la Fm Los Molles en toda la Cuenca Neuquina. Fuente: Modificada de EIA, 2011.

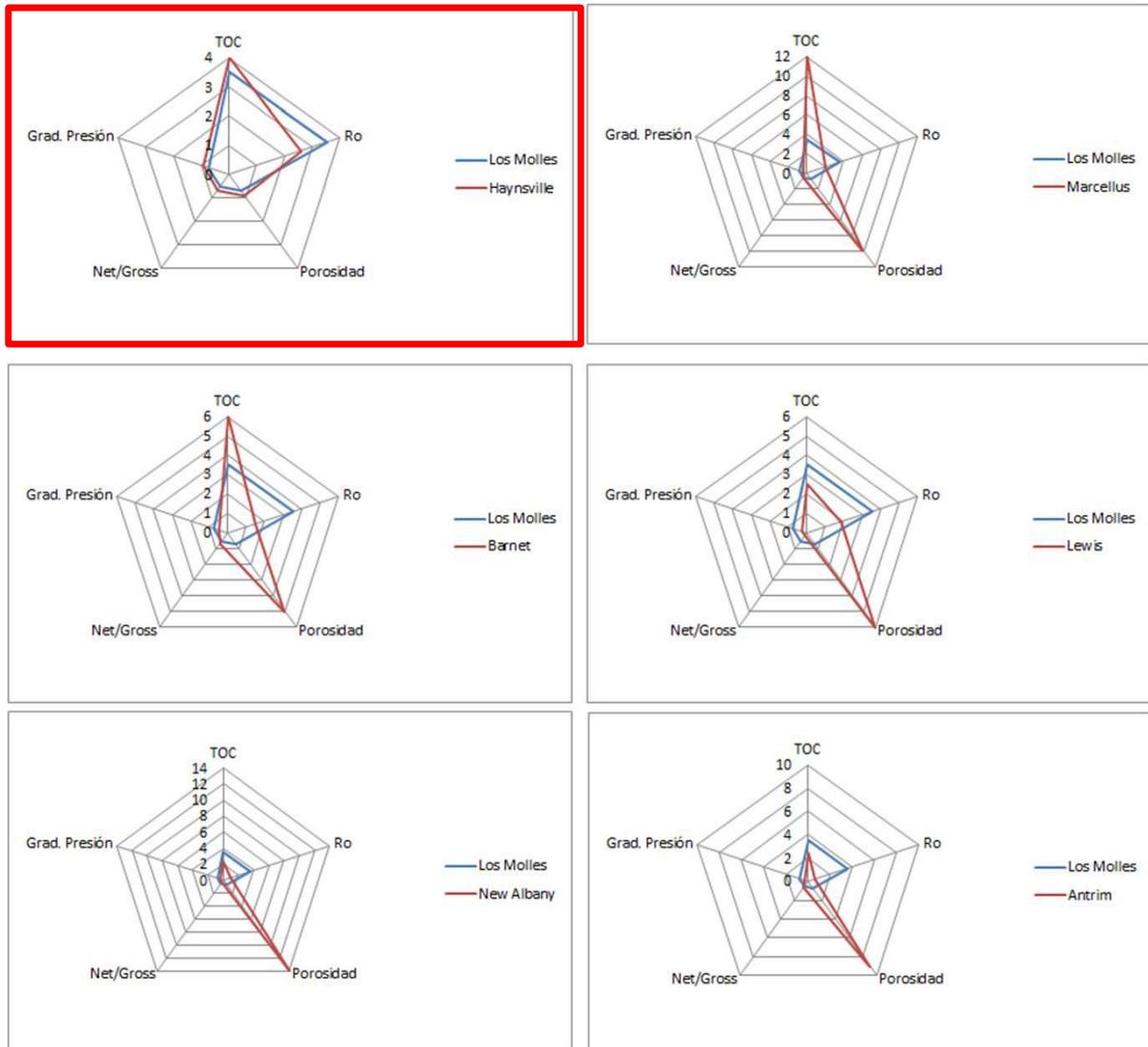


Fig. 14- Diagramas araña, que permiten designar al Shale Gas de Haynesville como el mejor análogo de la Fm Los Molles en base a características mútuas, tales como: GPP, %TOC, %Ro, Net/Gross y Porosidad.

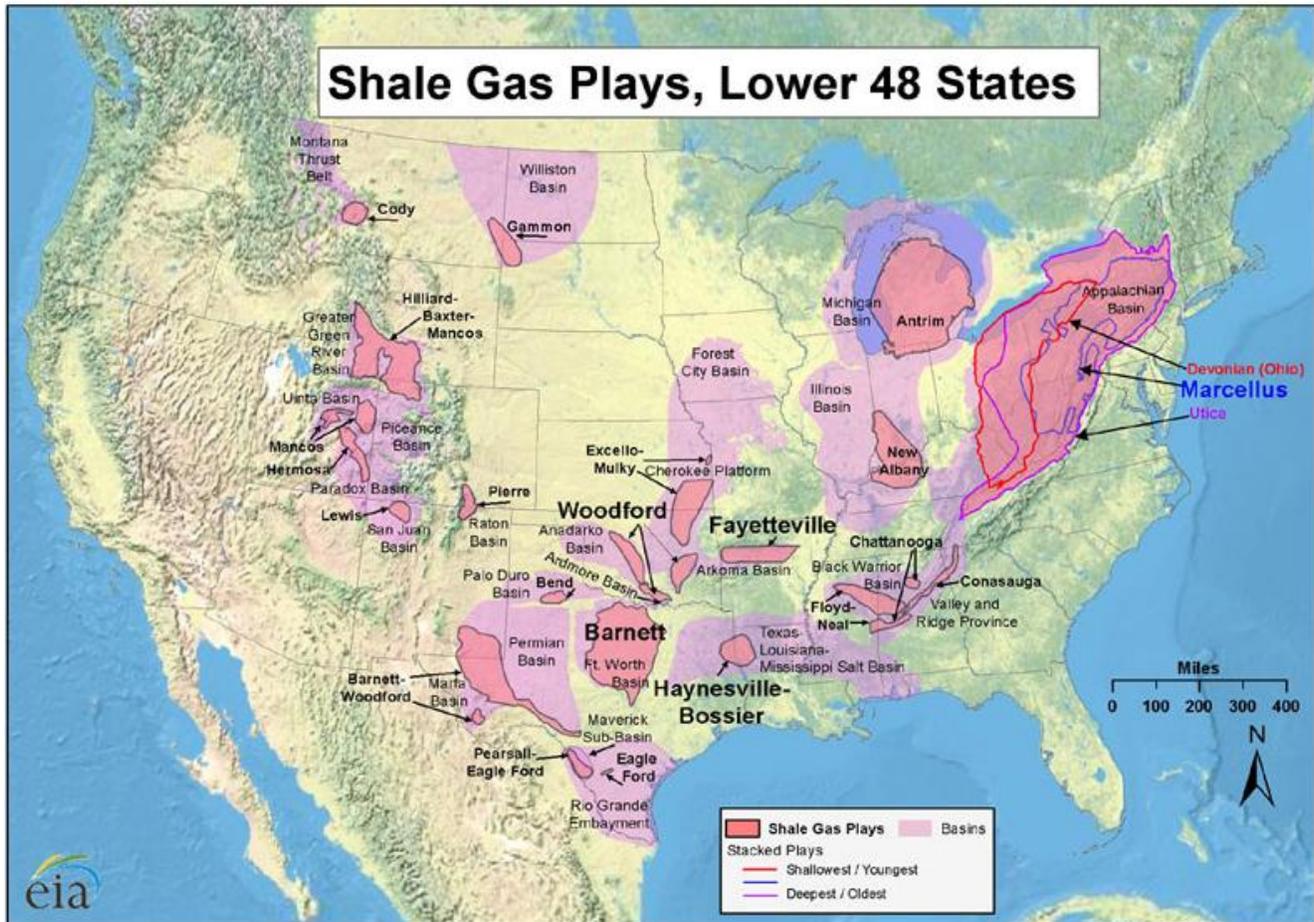


Fig. 15- Mapa de ubicación con los diferentes Plays *Shale Gas*, en los Estados Unidos, resaltado el análogo de la Fm Los Molles. Fuente: Administración de Información de Energía a partir de datos de varios estudios publicados (Marzo-2010).

Parámetro	Haynesville	Los Molles
Edad (Ma)	150	196
Período	<i>Jurásico</i>	<i>Jurásico Temprano</i>
Extensión Areal (10^3km^2)	23,3	27*
Profundidad (10^3m)	3 - 4,3	3 - 4,2
Presión de Reservorio (psi)	> 9000	8000 - 12000
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	149	
Gradiente de Presión (psi/pie)	> 0,9	0,65 – 0,9
Porosidad (%)	8 - 9	5
Espesor (m)	61 - 91	500 - 800
Espesor Neto (m)	61	200
Tipo de Kerógeno	III	II - III
Reflectancia de la Vitrinita (%Ro)	0,94 - 2,62	2,55 - 3,66
%TOC	0,5 - 4	1,5 - 3,5

Tabla 2. Resumen de los principales atributos que deben ser evaluados al estudiar el potencial de un Play *Shale Gas*. Notese que La Fm Los Molles, presenta muy buenas posibilidades de explotarse como tal, en base a su similitud con las propiedades del *Shale Gas* Haynesville, puesto en producción actualmente con reservas recuperables comprobadas de 60 Tcf.