

Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU

Andres Askenazi, Pedro Biscayart, Matías Cáneva, Soledad Montenegro y Marcos Moreno, YPF S.A.

Copyright 2013, Society of Petroleum Engineers

Abstract

El desarrollo y explotación de los *Shale Gas / Oil plays* a nivel mundial es relativamente reciente, comenzando principalmente en los EEUU en la década de los '80. En función de los resultados obtenidos, se estimuló el estudio y evaluación de otros *Shales* en distintas partes del mundo. En consecuencia la Formación Vaca Muerta, principal roca generadora de la Cuenca Neuquina, se ha transformado en los últimos años en una unidad que alberga un potencial sin precedentes como reservorio "No Convencional". El análisis, estudio y caracterización de este tipo de reservorios resulta complicado ya que se deben tener en cuenta múltiples factores de índole geológicos, mineralógicos, petrofísicos, geomecánicos y geoquímicos, entre otros.

El presente trabajo tiene como objetivo presentar una caracterización detallada de la Formación Vaca Muerta, y su comparación con otros *Shales* más desarrollados de EEUU. Se compararon diferentes parámetros de importancia a la hora de evaluar la calidad de un reservorio no convencional como lo son la extensión areal, profundidad de la unidad, espesor, porosidad, gradiente de presión, madurez térmica, contenido orgánico total, tipo de querógeno y mineralogía. Esto permitió advertir que la Formación Vaca Muerta presenta, con respecto a otros *plays* de EEUU, una mayor variación en los rangos de valores de los parámetros analizados que estaría relacionado a la heterogeneidad tanto vertical como lateral que presenta dicha unidad a lo largo de toda la cuenca.

El grado de analogía que se logre establecer entre la Formación Vaca Muerta y los *shale plays* más desarrollados, es una manera de evaluar el potencial de la unidad en estudio. Además, permite conocer técnicas innovadoras y aplicar flujos de trabajo eficientes con el fin de optimizar la curva de aprendizaje en el desarrollo de la Formación Vaca Muerta como un reservorio No Convencional.

Introducción

En la década del '70, el departamento de energía de Estados Unidos inició una serie de estudios (denominado "*Shale Gas Project*") para la caracterización geológica y geoquímica de los potenciales reservorios no convencionales, así como estudios de ingeniería enfocados al desarrollo de los tratamientos de estimulación masiva.

En la década del '80, se inició la producción económica del primer reservorio no convencional en los EEUU: *Barnett Shale*, motivando el estudio y evaluación de otras formaciones *shales* del Devónico y Carbonífero de los Estados Unidos. Más allá de esto, el *boom* del Shale Gas / Oil en el mundo es relativamente reciente a partir del desarrollo de este tipo de yacimientos con pozos horizontales y los avances en la tecnología de las fracturas hidráulicas masivas.

En Argentina, el análisis de las rocas generadoras como reservorio no convencional, fue iniciado por YPF S.A. en el año 2007. De esta manera, se identificó a la Formación Vaca Muerta, principal roca generadora de la cuenca Neuquina, como una unidad que alberga un potencial sin precedentes como reservorio No Convencional de Shale Gas & Oil (Lanusse, *et. al.*, 2012).

El presente trabajo tiene como fin presentar una caracterización geológica, mineralógica, petrofísica, geomecánica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta, y su comparación con otros *shales* más desarrollados de EEUU. El grado de analogía que se logre establecer con estos *plays* permitirá aplicar técnicas innovadoras y flujos de trabajo más eficientes, con el fin de optimizar la curva de aprendizaje en el desarrollo de la Formación Vaca Muerta como reservorio No Convencional.

Caracterización de reservorios tipo Shale

Este tipo de sistema petrolero se conoce como acumulación no convencional (Figura 1), dado que no es regido por la flotabilidad de los hidrocarburos frente al agua ni por la Ley de Darcy, como es el caso de los reservorios convencionales. Por dicho motivo, las acumulaciones no convencionales son continuas, de escala regional, independientes de la presencia de trampas estructurales y/o estratigráficas.

Las rocas típicas de este tipo de plays están constituidas por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla, pudiendo ser pelitas o margas), con proporciones variables de arcilla, sílice y carbonato, que actúan como roca generadora, sello y reservorio. Presentan muy baja permeabilidad y necesitan de la estimulación masiva para producir hidrocarburos.

Generalmente, los reservorios *Shale* deben cumplir con una serie de requisitos que los hacen económicamente viables. Dichas condiciones son las siguientes:

- Riqueza Orgánica (>2% COT para *shale Gas* y variable para *shale Oil*),
- Madurez Térmica (>0,7 Ro%),
- Espesor (>30 m) y extensión areal,
- Capacidad de Adsorción (principalmente en *Shale Gas*),
- Fracturabilidad (contenido de arcillas < 40%),
- Sobrepresión.
- Profundidad.
- Instalaciones de superficie.

La roca madre debe ser de excelente potencial generador, lo que implica un contenido orgánico total (COT) actual superior al 2%. Contenidos en materia orgánica menores implican un menor potencial oleogénico y como consecuencia, el volumen de hidrocarburo remanente en el reservorio es considerablemente menor.

La madurez térmica de la roca generadora es un factor clave ya que debe estar en ventana de generación de petróleo y/o gas para asegurar la presencia del fluido en el reservorio. Por este motivo, es conveniente que los valores de reflectancia de vitrinita, superen el 0,7% Ro para reservorios del tipo *shale Oil* y el 1,2% Ro para el caso del *shale Gas*.

Dadas las características de este recurso, en cuanto a la baja acumulada por pozo y la gran densidad de perforaciones necesarias para explotarlo efectivamente, es necesario que la roca madre (reservorio) presenten espesores superiores a los 30 metros y extensiones areales regionales a nivel cuenca.

La porosidad en estas litologías es de moderada a baja (< 15%) y no presenta interconexión. Por lo general presentan, nano (<1 micrón) y crioporos (1-4 micrones) pero escasos microporos (>4 micrones). Por otro lado, respecto a las fracturas, la presencia de un sistema de microfisuras favorecería una mayor interconexión y presencia de fluido libre que, con una estimulación adecuada se puede optimizar su recobro. Para una mejor fracturabilidad a la hora de la estimulación se necesitan valores de contenido de arcillas bajos, preferentemente menor al 40%. Del mismo modo, la ausencia de arcillas expandibles facilita la estimulación. Por otra parte, la existencia de sobrepresión es un factor deseable aunque no indispensable ya que provee de energía al sistema facilitando la recuperación de fluidos.

Por último, la ya existencia de instalaciones en superficies y facilidades relacionadas en la logística son un factor clave a la hora de evaluar si un proyecto de esta naturaleza es económico o no.

Caracterización de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional:

Ubicación

La cuenca Neuquina se encuentra ubicada en el centro oeste de la Argentina, y comprende a la región extrandina de la provincia de Neuquén, el sudoeste de Mendoza, el sudoeste de La Pampa y el noroeste de Río Negro. Limitada al sur por el Macizo Nordpatagónico, al noreste por la Payenia y el Sistema de Sierra Pintada o Bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal y el arco magmático de la Cordillera de los Andes entre los paralelos de 35° y 40° de latitud sur aproximadamente (Figura 2). Alcanza una extensión de 150.000 Km² aprox. y su relleno sedimentario abarca desde el Triásico Superior al Cenozoico, habiéndose acumulado al menos 7.000 m de sedimento (Legarreta & Gulisano, 1989; Gulisano & Gutierrez Pleimling, 1994).

La evolución de la provincia geológica conocida como Engolfamiento Neuquino debe señalarse como la sucesión de una serie de etapas principales. Durante el Permo-Triásico se produce el magmatismo post orogénico, asociado a un periodo de extensión generalizado por el empinamiento de la losa subductada. Luego, en el Triásico tardío a Jurásico temprano se produce la subsidencia mecánica, conocida como rifting, generando una cuenca de rift. Durante el Jurásico temprano tiene lugar la fase de sag o de subsidencia térmica. La subducción de la Placa de Aluk se inicia en el Jurásico medio; al oeste de la cuenca se instala el arco magmático resultante del desarrollo de la subducción y se produce un crecimiento del rift por efecto de roll back negativo.

Las inundaciones debidas a la conexión con el océano Pacífico cubren la totalidad de la cuenca. Finalmente, a partir del Cretácico tardío hasta el presente debido a la subducción de la Placa de Farallón Nazca en el margen convergente se origina la orogenia Andina (Mosquera y Ramos, 2005).

En la cuenca Neuquina se pueden distinguir cuatro ambientes estructurales bien diferenciados (Figura 2):

- Faja Plegada y Corrida: Frente con rumbo N-S, compuesto principalmente por apilamiento de sedimentos jurásicos y cretácicos.
- Plataforma: sector noreste de la cuenca. Con un registro sedimentario de menos espesor en relación a otros sectores.
- Centro de Cuenca: Columna sedimentaria de mayor espesor, con deformación leve a incipiente.
- Dorsal de Huincul: lineamiento estructural antiguo de orientación O-E, donde la actividad tectónica relacionada controló la sedimentación durante los tiempos Jurásico-Cretácico.

La distribución paleogeográfica así, como el arreglo interno de las secuencias deposicionales permiten deducir que el principal factor que controló la evolución de la cuenca estuvo dado por variaciones del nivel del mar, aunque existen vestigios claros de la actividad tectónica intermedia que tuvieron su efecto en la evolución sedimentaria regional.

Características generales y ambiente de depositación

La Formación Vaca Muerta se distribuye ampliamente en la Cuenca Neuquina. En base a su fauna de amonites, su edad abarca aproximadamente unos 20 Ma desde el Titoniano temprano en el arroyo PicúnLeufú, hasta alcanzar el Valanginiano Temprano en el norte neuquino (Leanza, 1973; Leanza & Wiedmann, 1989; Legarreta & Gulisano, 1989; entre otros).

Como se puede observar en la Figura 3, por lo general, la mayoría de los *Shale Plays* de Norteamérica son de edades paleozoicas (Devónico a Carbonífero). Las excepciones son los *shale* mesozoicos de Haynesville (130 a 150 Ma), Eagle Ford (95 Ma) y Lewis (85 Ma). Es importante destacar que la depositación de todos estos *plays* productivos se dieron en periodos de tiempo donde coincidieron las condiciones esenciales para la formación de excelentes rocas madres marinas (alta productividad orgánica y niveles de mar alto), como lo fueron el Devónico-Carbonífero y el Jurásico-Cretácico.

Los depósitos de la Formación Vaca Muerta están constituidos por una sucesión de margas y arcillitas calcáreas ricas en materia orgánica de ambiente marino, resultantes de un periodo de máxima transgresión y mar alto (Legarreta & Ulliana, 1991). Dicha alternancia litológica responde a ciclos de dilución y productividad posiblemente influenciados por cambios climáticos. Los ciclos de dilución estarían vinculados con un mayor aporte clástico desde las áreas continentales, en tanto que los ciclos de productividad podrían reflejar fluctuaciones de temperatura y nutrientes, relacionadas con la producción biogénica en zonas superficiales (Legarreta & Ulliana, 1991; 1996; Spalletti *et. al.*, 1999; Concheyro *et. al.*, 2006; Kietzmann *et. al.*, 2008).

El análisis sismoestratigráfico realizado por Mitchum y Ulliana (1982), permitió definir las principales secuencias deposicionales del intervalo correspondiente a las unidades Vaca Muerta, Quintuco, Loma Montosa y Mulichinco, mostrando su íntima relación con los ciclos de variación global del nivel marino. En dicho análisis, reconocieron 10 secuencias lateralmente progradantes que rellenaron una cuenca estable de aguas someras, depositándose sucesivamente desde el sudeste al noroeste. Debido a la edad decreciente de las unidades progradantes, las formaciones involucradas muestran una disposición temporal diacrónica, haciéndose más jóvenes desde el SE al NO. Con este análisis podemos observar la gran variación tanto lateral como vertical que presenta la unidad con respecto a la disposición y relación entre las secuencias en diferentes sectores de la cuenca. Es totalmente distinto el ambiente de depositación en el sector SE, donde predomina un sistema principalmente agradante con baja angularidad de clinoformas, con respecto al sector más occidental donde se tiene un sistema progradante-agradante con un mayor apilamiento de las secuencias (Figura 4) (Gulisano *et. al.*, 1984; Legarreta & Ulliana, 1991; Spalletti *et. al.*, 2000). Como veremos a lo largo de este trabajo estas marcadas diferencias no solo se identifican en el ambiente de depositación sino que también quedan impresas en otros parámetros de importancia para la caracterización de un reservorio del tipo no convencional, como lo son el espesor, la mineralogía, la geoquímica, la petrofísica, entre otros.

Slatt, 2011 plantea un modelo estratigráfico generalizado para reservorios no convencionales basado en el estudio de varios *shales* del mundo. En la Figura 5 se muestra este modelo donde se aprecia en su base una marcada transgresión (*transgressive system tract*) y por encima, en relación de *downlap* se desarrollan clinoformas progradantes hacia el centro de cuenca que representan el *highstand system tract*. Este modelo coincide con el análisis sismoestratigráfico planteado para la Fm. Vaca Muerta.

Como vimos, la Fm. Vaca Muerta cubre gran parte de la cuenca Neuquina. Es importante destacar que no

toda la unidad puede ser considerada como un reservorio no convencional. Los sectores inmaduros, son aquellos que presentan una madurez térmica inferior al 0,5% de reflectancia de la vitrinita, no son tenidos en cuenta. Además, no se tiene en cuenta el potencial de la unidad en la faja plegada y corrida donde aún no se han realizado pozos exploratorios con este objetivo, sin embargo se cuenta con antecedentes favorables para la unidad en estudio. En función de esto, la distribución areal del play Vaca Muerta *Shale Oil / Gas*, propiamente dicho, alcanza aproximadamente los 30.000 Km², extensión areal comparable con *Shale Gas Play* de Woodford, el cual alcanza 28.900 Km² (Figura 6).

El espesor del *shale play* Vaca Muerta, a lo largo de la cuenca, presenta una importante variación; va desde un espesor mínimo de 30 metros hasta más de 500 metros en el sector occidental. Esto es una característica importante a tener en cuenta, ya que los *shales* de USA (salvo pocas excepciones, Lewis) no presentan rangos de espesor tan amplios como Vaca Muerta. Utilizando un cut-off arbitrario para definir un espesor útil del *play*, por ejemplo el contenido orgánico total mayor al 2%, el espesor del Vaca Muerta *shale* no se reduce tan significativamente (la mayor reducción se da en el sector occidental o distal donde los espesores pasan de 500 a 250 m de espesor útil), como si sucede con las unidades de EEUU (Figura 7). Esto es una ventaja para el *play* Vaca Muerta, ya que un mayor espesor permite un mayor volumen estimulable, sin embargo, por otro lado hace mucho más complicada la selección y caracterización en detalle del sector más apropiado para la navegación de una rama horizontal de un pozo.

Para su análisis el play Vaca Muerta puede ser dividido en dos secciones. Una sección condensada basal, de aproximadamente 30 – 40 metros de espesor a lo largo de toda la cuenca, correspondiente al evento transgresivo principal para este periodo (Veiga & Orchueta, 1988). Esta sección inferior se caracteriza por presentar altos valores de gamma ray (GR) y alto contenido orgánico total (%COT), relacionadas a pelitas ricas en uranio y materia orgánica. La sección superior corresponde a los cortejos sedimentarios de secuencias que se suceden cíclicamente progradando sobre la inundación Titoniana conformando un arreglo litológico de aparente continuidad lateral. El aumento de espesor hacia el oeste está relacionado con el mayor apilamiento de estas secuencias. Tanto los valores de GR como el %COT son menores en comparación con la sección anterior y van disminuyendo hacia el tope de la unidad, indicando un mayor aporte del continente. Sin embargo, los contenidos orgánicos de esta sección siguen estando por encima de los rangos mínimos de riqueza orgánica para poder ser considerados como potenciales reservorios no convencionales (Figura 8).

Al comparar la respuesta de los perfiles eléctricos de la Fm. Vaca Muerta con la respuesta de los perfiles de los *shales* de Haynesville y Eagle Ford puede observarse que son muy similares. En la Figura 9 se muestran un corte con los perfiles eléctricos del Haynesville *shale* y otro corte con los perfiles del Eagle Ford *shale*. Al igual que Vaca Muerta, ambos presentan una sección basal con altos valores de GR y alto contenido orgánico, marcando el evento de transgresión principal, y una sección superior donde los valores de GR y COT disminuyen progresivamente hacia el tope de la unidad. Esto se debe a que la depositación de todos estos plays está relacionada a un mismo evento geológico: la inundación marina de una cuenca. Más allá de las diferencias con respecto al espesor que ya fueron comparadas anteriormente, la diferencia más significativa que se observa, es que en las unidades de EEUU el evento transgresivo principal se desarrolla por encima de un paquete homogéneo calcáreo, mientras que la Fm. Vaca Muerta se desarrolla por encima de los sedimentos continentales de la Fm. Tordillo. No es el objetivo de este trabajo ahondar en esta problemática pero si se quiere destacar que el contraste reológico que existe entre una caliza y un shale es distinto al que existe entre una sedimentita y un *shale*, pudiendo afectar en mayor o menor medida el desarrollo de las fracturas hidráulicas masivas.

Otros dos parámetros importantes a ser evaluados al momento de caracterizar los reservorios no convencionales son la profundidad a la que se encuentra la unidad y su gradiente de presión.

Como consecuencia de la gran extensión de la Fm. Vaca Muerta, esta unidad se encuentra aflorando en algunos sectores de la cuenca (faja plegada y corrida) y en otros se encuentra a más de 4000 metros de profundidad. Si nos basamos en los resultados obtenidos de la campaña exploratoria de Vaca Muerta como reservorio no convencional realizada por YPF SA en los últimos años, podemos reducir este intervalo de profundidad a 2000-3500 m, para el *play* Vaca Muerta *Shale* propiamente dicho. En función de esto, confrontando con los *shales* de EEUU se puede observar que Vaca Muerta es uno de los *plays* que se encuentra más profundo (a excepción de Haynesville y Eagle Ford) y con una amplia variación en el rango de profundidad (Figura 10).

La sobrepresión de una formación no es un requisito necesario para el éxito de un reservorio no convencional. Sin embargo, los *shales* que se encuentran sobrepresionados por lo general pueden almacenar más cantidad de hidrocarburos, son más fácilmente fracturables debido a la reducción del estrés efectivo y facilita la recuperación de los fluidos. Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la

profundidad de la unidad y su madurez termal. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. Esto se cumple en la Fm. Vaca Muerta, la cual presenta gradientes de presión que van desde 0,50 psi/ft, en zonas de borde de cuenca, a 1,1 psi/ft, en el centro de la cuenca. En la Figura 11 se pueden observar los rangos de gradiente de presión para varios shales de EEUU y la Fm. Vaca Muerta. Exceptuando a Haynesville, no son muchos los shales que presentan sobrepresión.

Petrofísica

El almacenamiento y migración de los hidrocarburos a través de litologías del tipo *shale* es complejo, lento y no completamente entendido, debido al pequeño tamaño de los poros y a las pobres propiedades capilares (muy baja interconexión). Es por ello que es indispensable la fracturación hidráulica masiva en casi todos los *plays* de este tipo para que produzcan a tasas de flujo económicos. El principal problema radica en la obtención de datos precisos y confiables de porosidad y permeabilidad, dado que las metodologías, técnicas y manipulación de muestras efectuadas por los laboratorios se encuentran en debate y con resultados no comparables. Más allá de esto, estudios recientes han descubierto porosidades relacionadas con el querógeno. Esta porosidad se genera durante el proceso de maduración orgánica que acompaña al enterramiento de la roca y la generación de hidrocarburos. Sin embargo, este no es el único tipo de porosidad existente en un *shale*. También se han identificado porosidades relacionadas a fragmentos de fósiles, que pueden ser tan importantes en términos de acumulación y proveyendo vías de migración como la porosidad relacionada al querógeno. Por ejemplo, la porosidad medida en Barnett Shale proviene casi en su totalidad de la descomposición de materia orgánica. A su vez, en Haynesville la porosidad total duplica a la porosidad orgánica, debido a que presenta porosidad secundaria asociada a carbonatos.

Por otro lado, se ha comprobado en los *plays* de Haynesville y Eagle Ford que las facies con mayor proporción de carbonato presentan sistemas porales de mayor dimensión, lo que permite una mayor recuperación del hidrocarburo líquido. Queda por comprobar, si en Vaca Muerta sucede lo mismo.

El análisis petrofísico de los perfiles eléctricos ha permitido evaluar y caracterizar a la Fm. Vaca Muerta *Shale*, determinando porosidades de entre 4 a 12% a lo largo de la cuenca (valores que responden a los resultados obtenidos en laboratorio). Si tomamos un perfil vertical de la unidad podemos observar que los valores de porosidad varían de 8 a 12% en las secciones inferior y media, disminuyendo progresivamente hacia el techo (4 a 8%). En la Figura 12 se comparan los rangos de porosidades de algunos *shales* de EEUU con la Fm. Vaca Muerta, recordando que la gran amplitud en el rango está asociada a las importantes heterogeneidades tanto laterales como verticales que presenta la Fm. Vaca Muerta.

La presencia de un sistema de microfisuras favorece una mayor interconexión, que con una estimulación adecuada se puede optimizar su recobro. En muy pocos casos, si la red fisural es muy densa, puede no precisarse de una estimulación hidráulica. Este es el caso del Play Marcellus en Pensilvania USA, donde un sistema de fracturas abiertas ayuda a tener producciones iniciales importantes. Vaca Muerta, en casos puntuales, ha producido hidrocarburos sin la necesidad de estimulación hidráulica.

Mineralogía y Geomecánica

Las propiedades geomecánicas de un *shale* están fuertemente controladas por sus características geológicas. Para este tipo de reservorios es particularmente interesante poder predecir los valores relativos de fragilidad y ductilidad dentro de la unidad en estudio. Dos parámetros utilizados para medir la resistencia de una roca y su deformación son el Modulo de Young y el Modulo de Poisson. Una roca dúctil es aquella que sufre una deformación plástica antes de romperse con una fuerza determinada.

El módulo de Young y el módulo de Poisson pueden ser determinados a partir de ensayos en laboratorio sobre rocas: ensayos de compresión triaxiales son realizados para determinar los módulos estáticos mientras que ensayos de velocidad ultrasónica son realizados para determinar los módulos dinámicos. Britt y Schoeffler, 2009, entre otros, han concluido que para que un *shale* sea prospectivo deben presentar altos valores en el módulo de Young ($> 3,5 \times 10^6$ psi) y bajos valores del módulo de Poisson ($< 0,25$). Además, estos autores han encontrado que los *shales* prospectivos responden a la correlación dinámica-estática del módulo de Young para rocas clásticas.

A la actualidad, se cuenta con pocos datos geomecánicos para la Fm. Vaca Muerta; sin embargo, estos están en el orden de los valores descriptos anteriormente para un *shale* prospectivo. Por otro lado, en la Figura 13 se han planteado algunos datos de los módulos de Young estático y dinámico de la Fm. Vaca Muerta obtenidos de cuatro pozos perforados en estos últimos 5 años (circulo verde sombreado). Es clara la correlación tanto con los campos de rocas clásticas como de *shales* prospectables definidos por Britt y Schoeffler, 2009.

La mineralogía de un *shale*, es otro parámetro muy útil para determinar su fragilidad / ductilidad. El contenido de cuarzo, carbonato y arcilla determinan de manera significativa los parámetros elásticos y por consiguiente cuan eficientemente la fractura hidráulica estimulará la roca.

Shales con alto porcentaje de cuarzo y carbonato tienden a ser más frágiles y fracturables, dando como resultado un gran número de fracturas inducidas de pequeña escala cuando es estimulado. En cambio, los *shales* con alto contenido arcilloso tienden a comportarse de manera dúctil frente a la estimulación hidráulica. Como valor de corte se utiliza un porcentaje de arcilla menor al 40 % para que la roca sea considerada fracturable.

En la Formación Vaca Muerta, los análisis de DRX señalan bajo contenido de minerales arcillosos, en el rango de 5 a 30%, (principalmente illita e interestratificados), cuarzo y carbonato varían de acuerdo a la posición vertical en la formación y acorde a la posición en la cuenca. El cuarzo es más abundante hacia la base de Vaca Muerta y el carbonato se incrementa hacia el tope de la formación. En áreas distales, la proporción de cuarzo y carbonato a lo largo de la columna es semejante.

En la Figura 14 se puede apreciar la gran variabilidad que presenta la Formación Vaca Muerta según la posición en la cuenca. La zona de centro de cuenca presenta un predominio de cuarzo con valores entre 45 y 75%. Los valores de arcilla son levemente más altos que los sectores Sudeste y Noreste de la cuenca, llegando hasta el 35 %. Por otro lado, los sectores de Plataforma Noreste y Plataforma Sureste presentan un mayor rango de variabilidad en los contenidos de Cuarzo y Carbonato. Para el caso del sector Noreste el porcentaje de cuarzo varía entre 15 y 75 %, carbonato entre 10 y 80% y arcilla de 5 a 20 %. El sector Sudeste, también en el ámbito de plataforma, el porcentaje de cuarzo varía entre 10 y 55 %, el carbonato entre 20 y 80 % y la arcilla entre 10 y 30 %.

Con respecto a los *shales* de EEUU, se puede observar en la Figura 15 que los cuatros *plays* analizados (Eagle Ford, Haynesville, Barnett y Woodford) presentan rangos composicionales esencialmente diferentes.

En el caso de Eagle Ford, predomina el contenido en carbonato, con valores de 45 a 65% y el contenido de arcilla ronda entre 20 y 30%. La composición de este *shale* es similar a la encontrada en la parte superior de Vaca Muerta en las zonas de Plataforma Sudeste y Noreste, con la diferencia que en Eagle Ford los valores de arcilla son aproximadamente un 10% más altos.

Por su parte, Haynesville presenta dos facies principales: una rica en calcita con valores que llegan hasta el 50-60% y 20-30% de arcillas y otra caracterizada por su mayor contenido arcilloso, presentando valores entre el 25 y 45%, llegando a superar en parte el valor de corte del 40% impuesto para considerar fracturable la roca. El alto contenido arcilloso es la principal diferencia de este *shale* con la Formación Vaca Muerta, dándole mayor ductilidad a la roca, lo cual como ya se comentó anteriormente es un parámetro de importancia al momento de la estimulación hidráulica.

Por último, los *plays* Barnett y Woodford presentan como característica relevante un alto contenido de material cuarzoso y bajo contenido carbonático en general. El contenido arcilloso no supera el 30% en Barnett y en Woodford alcanza el 35-38%. Estos *plays* se asimilan con el área de Vaca Muerta correspondiente al Centro de Cuenca.

Geoquímica

Teniendo presente el hecho que la riqueza orgánica (%COT), calidad (tipo de querógeno) y madurez térmica de la roca madre son algunos de los parámetros fundamentales para definir la existencia de un *Shale Gas/Oil Play*, la evaluación de un potencial reservorio de este tipo precisa de una caracterización geoquímica detallada.

Las áreas con mayores posibilidades para que la unidad de interés pueda ser considerada como potencial reservorio no convencional son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

- Madurez térmica igual o superior al comienzo de la ventana de petróleo ($Ro \geq 0,5\%$, preferentemente por encima de 0,7%). Usualmente entre 0,7 a 1,2% de considera como un *shale Oil play*, y por encima de 1,2 a 3,2% como un *shale Gas*.
- Riqueza orgánica superior al umbral mínimo establecido de 2,0% de COT para *shale Gas* y pudiendo ser inferior para los *shale Oil play*.

Por lo general, la caracterización geoquímica de este tipo de reservorios consiste en una evaluación de las propiedades como roca generadora de la secuencia, incluyendo los análisis tradicionales de un screening geoquímico (%COT, Pirólisis y Microscopía Orgánica).

La eficiencia de Vaca Muerta como roca generadora está probada en casi toda la cuenca (Cruz *et. al.*, 1996; Cruz *et. al.*, 2002) en tanto que su eficiencia como reservorio está siendo testeada al presente.

La Fm. Vaca Muerta presenta un querógeno del tipo II de ambiente marino (Villar & Talukdar, 1994; Villar *et al.*, 1998; Scasso *et al.*, 2005; Villar *et al.*, 2006), el cual es *oil* y *gas prone*. Comparándolo con los *shales* de EEUU vemos que la mayoría presentan querógenos del tipo II y III (Figura 16).

En el caso de toda la sección Vaca Muerta no se identifican variaciones relevantes respecto a los macerales que pongan de manifiesto alguna variación de las organofacies que componen la unidad. El material orgánico es descrito invariablemente como 100% material amorfo, con trazas en algunos casos de material presumiblemente terrígeno (carbón/leño). Es extremadamente homogénea en las secciones inferior y superior y en toda posición de la cuenca donde se cuenta con datos de este tipo. Las variaciones cíclicas de los datos de pirolisis no se identifican con cambios en los macerales y probablemente se deba más a condiciones de preservación de la materia orgánica más que a variaciones faciales (Figura 17).

Las secciones inferior y superior de Vaca Muerta presentan desde el punto de vista analítico las mismas características, diferenciándose solamente por la riqueza progresivamente menor hacia arriba de la sección superior debido a mayor dilución de la materia orgánica en la roca a medida que se incrementa el aporte sedimentario. El valor de productividad deducido para Vaca Muerta es de 650 mgHC/gCOT, lo que es alto para una roca marina típica y lo acerca a la productividad de un querógeno tipo I. Esto indica que de cada gramo de carbono orgánico original la mitad (exactamente 0,50154) es inerte y no genera hidrocarburos, lo que está en línea con los querógenos marinos típicos (Jarvie, 1991).

Como ya vimos anteriormente, es indiscutible la riqueza orgánica (%COT) que presenta la Fm. Vaca Muerta, ya que se trata de la principal roca madre de la cuenca Neuquina. Los valores %COT de la unidad, a lo largo de toda la cuenca, van desde el 1% hasta 12%, mostrando la tendencia de aumentar hacia la base de la misma (Villar *et al.*, 1998; Uliana *et al.*, 1999; Stinco *et al.*, 2003). Es por esto que la parte basal de la formación (30 – 40 metros iniciales) presenta valores promedios que van desde 3,5 a 7%. A su vez, la parte superior de Vaca Muerta presenta valores de %COT promedio que rondan del 2 a 4% (Figura 8). Con respecto a *shales* de USA se puede observar valores similares de %COT para Marcellus, pero por lo general, la mayoría de los *shales* presentan rangos más acotados de %COT (Figura 18). Lo interesante de la sección superior es analizar la relación que existe entre el espesor total y el espesor con COT > 2% (llamémoslo espesor útil). Dependiendo de en qué sector de la cuenca nos encontremos, esta relación puede ser prácticamente de 1 a 1 como sucede en el sector centro-oriental de la cuenca. Por otro lado, en el sector occidental de la cuenca donde los espesores totales de Vaca Muerta superan los 550 metros, el espesor útil de la sección superior puede alcanzar los 200 a 250 metros (Figura 8). A su vez, en el sector noreste de la cuenca, se encuentran los máximos espesores útiles que alcanzan hasta 350 metros.

Con respecto a la madurez térmica, debemos tener en cuenta que los valores de reflectancia de la vitrinita indican la máxima temperatura a la que fue sometida la roca madre y permiten definir el tipo de hidrocarburo que la roca madre habría generado. Podemos observar que para la Fm. Vaca Muerta existe una gran variación de los valores de Ro, teniendo valores que están por debajo del 0,5% Ro (inmaduro) y llegando hasta valores mayores a 3% Ro (ventana de generación de gas) (Figura 19) (Villar & Talukdar, 1994; Villar *et al.*, 1998; Uliana *et al.*, 1999; Veiga *et al.*, 2001). Existen otros métodos para determinar la madurez termal de la roca como el Tmax de pirolisis, índice de alteración termal y fluorescencia que pueden emplearse ante la baja confiabilidad de los datos de vitrinita. A partir de los pozos perforados y de los fluidos producidos se ha ido corroborando los valores de madurez, estableciéndose el límite entre la ventana de generación de petróleo y gas húmedo en 1,35%, valor que se encuentra levemente desfasado con respecto al teórico (1,2%). De esta manera, la unidad queda delimitada en una zona de *shale oil* (0,7 a 1,0% Ro), zona de *shale* gas húmedo (1,2 a 1,35%) y en una de *shale gas* seco (1,35 a 3,2% Ro). Esta división no solo es importante para determinar el tipo de fluido que se producirá sino también para definir las estrategias de terminación, ya que no es lo mismo diseñar una fractura para producir petróleo que para producir gas.

En EEUU, en la mayoría de los *shales* sucede lo mismo: existe una variación en la madurez térmica de las rocas que permite delimitar las ventanas de generación de petróleo y de gas (Figura 20). Lo que ha sucedido en los EEUU es que se ha comenzado, en primera medida, con el avance de los *plays* gasíferos y es por esto que se cuenta con una mayor bibliografía y desarrollo de este tipo de *plays* con respecto a los de petróleo.

Conclusiones

La caracterización de los reservorios no convencionales es compleja ya que se deben analizar múltiples factores: geológicos, mineralógicos, petrofísicos, geomecánicos, geoquímicos, etc. Cuanto mayor sea el detalle de este conocimiento, más rápido se alcanzará un mejor entendimiento sobre las relaciones entre la roca-matriz-fluido.

La búsqueda de formaciones shale análogas a la Fm. Vaca Muerta es una manera de comparar diferentes

factores importantes para la evaluación de un reservorio no convencional, con el fin de estimar el “potencial” de la unidad en estudio. A su vez, permite recurrir a flujos de trabajo ya utilizados, acortando la propia curva de aprendizaje.

En función de lo discutido en el presente trabajo, no existe entre los shales de EEUU, un análogo (propiamente dicho) a la Fm. Vaca Muerta. En algunos casos, se advierten similitudes con respecto a algunos parámetros importantes, como sucede con Eagle Ford que presenta una madurez térmica y mineralogía similares, o como sucede con Haynesville que muestra gradientes de presión tan altos como los de Vaca Muerta. Tal vez, la principal diferencia radica en el gran espesor útil que presenta el play Vaca Muerta. Los shales de EEUU, con espesores útiles menores, necesitan de pozos horizontales para lograr un mayor volumen de roca estimulable y de esta manera obtener producciones comerciales. En cambio en Vaca Muerta, la delineación de este *play* se basó en pozos verticales debido a las buenas producciones obtenidas.

En la Tabla a continuación se resumen algunos de los parámetros (edad, extensión areal, profundidad, gradiente de presión, porosidad, espesor, tipo de kerógeno, madurez térmica, COT, mineralogía) comparados entre shales importantes de EEUU y la Fm. Vaca Muerta. Se advierte que la Fm. Vaca Muerta presenta una mayor variación en los rangos de la mayoría de las propiedades con respecto a los shales de EEUU. Esto estaría relacionado a la heterogeneidad que presenta la unidad tanto vertical como lateral a lo largo de toda la cuenca. El gran desafío es lograr una detallada caracterización geológica con el fin de delimitar las zonas de interés en la Fm. Vaca Muerta, optimizar las técnicas de estimulación y adecuar planes de desarrollo acordes a la magnitud y heterogeneidad de este *play*.

Shale Play	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (km ²)	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0 - 2,6	1,2 - 2,6	0,3 - 2,1	3,2 - 4,2	1,8 - 3,4	0,9 - 1,8	1,2 - 4,2	2,0 - 3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,43 - 0,44	0,15 - 0,40		> 0,9		0,2 - 0,25	0,6	0,6 - 1,1
Porosidad (%)	4,0 - 5,0	10,0 - 11,0	2,0 - 8,0	8,0 - 9,0	3,0 - 9,0	3,0 - 6,0	4,0 - 15	4,0 - 12,0
Espesor (metros)	60 - 90	30 - 120	30 - 210	60 - 90	90 - 300	150 - 580	20 - 150	30 - 550
Espesor Útil (metros)	15 - 60	15 - 60	15 - 60	61	35 - 67	61 - 92	25 - 100	50 - 350
Tipo Kerogeno	II	II - III	II - III	III	II	II - III	II	II
Madurez Térmica (% Ro)	0,5 - 1,5	0,5 - 2,0	1,0 - 3,0	0,94 - 2,62	0,5 - 3,0	1,7 - 1,9	0,5 - 2,2	0,5 - 2,6
COT (%)	3,0 - 6,0	3,0 - 12	4,0 - 9,8	4,0 - 10	0,6 - 1,0	0,45 - 2,5	4,5 - 5,5	2,0 - 12,0

Finalmente, como consecuencia de la corta historia de producción en este tipo de reservorios, aún quedan incertidumbres con respecto al comportamiento de los pozos a largo plazo así como la cuantificación de reservas asociadas. Será de gran importancia para lograr estos objetivos continuar el monitoreo y control de los pozos en producción.

Agradecimientos

Queremos expresar nuestro agradecimiento a las autoridades de Exploración de YPF S.A. por permitirnos publicar este paper, en especial al gerente de No Convencional Matías Di Benedetto y a Ricardo Veiga por revisar y realizar una lectura crítica del manuscrito. A Ignacio Brisson, Viviana Meissinger, Martín Fasola, Edelwais Junken y Gustavo Perez por brindarnos todo su conocimiento en las distintas especialidades. Una especial mención a Juan Zunino, Osvaldo Nielsen y Nicolás Seoane, nuestros mentores en la temática del No Convencional, quienes nos motivaron y nos brindaron su acompañamiento constante durante la elaboración de este trabajo. Por último una distinción a Iván Lanusse quien además de ser nuestro mentor, es uno de los pioneros en No Convencional en YPF S.A y es responsable de la recopilación de datos para la Fm. Vaca Muerta,

y que han sido utilizados en este trabajo.

Bibliografía

- Abouelresh, M. & Slatt, R. "Lithofacies and sequence stratigraphy of the Barnett Shale in east-central Fort Worth Basin, Texas". AAPG Bulletin v. 96 no. 1 p. 1-22, Enero de 2012.
- Brisson, I., y Álvarez, L. 2012-13. "Análisis y modelado multidimensional del sistema petrolero Vaca Muerta-Vaca Muerta (!) Avances en el norte de Loma La Lata". Informe Interno Inédito YPF SA, Buenos Aires, Argentina. 2012-2013
- Breyer, J.; Alsleben, H.; Enderlin, M. "Predicting Fracability in Shale Reservoirs". AAPG Annual Conference and Exhibition: "Making the Next Giant Leap in Geosciences". April 10-13, 2011, Houston, Texas, USA
- Britt, L. & Schoeffler, J. "The Geomechanics Of A Shale Play: What Make A Shale Prospective!". SPE 125525. SPE Eastern Regional Meeting, Charleston, West Virginia, USA, 23-25 de Septiembre de 2009.
- Concheyro, A., Palma, R., Lescano, M., López Gómez, J., Martín Chivelet, J., & Kietzmann, D. 2006. "Nanofósiles calcáreos en los episodios de productividad y dilución de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano), cuenca Neuquina, Argentina". 9º Congreso Argentino de Paleontología y Bioestratigrafía. Del 18 al 22 de Septiembre. Córdoba. 218.
- Cruz, C., A. Boll, R. Gómez Omil, E. Martínez, C. Arregui, C. Gulisano, G. Laffitte, and 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, Mar del Plata, IAPG, CD-ROM.
- Cruz, C.E., Villar, H.J. & Nelson Muñoz, G. 1996. "Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal. Cuenca Neuquina, Argentina". In: XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas, 1, 45–60.
- Gulisano, C. A. & Gutierrez Pleimling, A. R. 1994. "The Jurassic of the Neuquén Basin, a) Neuquén Province." Asociación Geológica Argentina Series. Buenos Aires, E2.
- Gulisano, C. A., Gutierrez Pleimling, A. R & Digregorio R. E. 1984. "Análisis Estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el sudoeste de la Provincia de Neuquén". IX Congreso Geológico Argentino Actas, I. Bariloche 221-235.
- Hammes, U.; Hamlin, S.H. & Ewing, T.E.; 2011. "Geologic analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in east Texas and west Louisiana". AAPG Bulletin, v.95 N10, pp 1643-1666.
- Howell, J.A.; Schwarz, E.; Spalletti, L.A.; Veiga, G.D. 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.
- Junken, E, Atencio, M & Seoane, N. 2012. "Sismoestratigrafía F. Quintuco-Vaca Muerta en cortes regionales, Cuenca Neuquina". III Jornadas de Geología y Geofísica YPF, Comodoro Rivadavia, Noviembre 2012. Informe Interno Inédito YPF SA, Buenos Aires, Argentina 2012.
- Kale, S.; Rai, C.; Sondergeld, C. 2010. "Petrophysical Characterization of Barnett Shale". SPE 131770. SPE Unconventional Gas Conference, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 23-25 de Febrero de 2010.
- Kietzmann, D. A., R.M. Palma, and 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, v. 63, p. 696–713.
- Lanusse, I., Garcia, D., Di Benedetto, M., Bottesi, G. 2012. Vaca Muerta Formation: From World Class Source Rock to World Class Shale Play. American Association of Petroleum Geologists. International Conference 2012, Buenos Aires.
- Leanza, H.A. 1973. "Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico - Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina". Revista de la Asociación Geológica Argentina 28 (2): 97-132. Buenos Aires.
- Leanza H.A. & Hugo, C.A. 1978. "Sucesión de ammonites y edad de la Formación Vaca Muerta y sincrónicas entre los paralelos 35° y 40° I.s. Cuenca Neuquina-Mendocina". Revista Asociación Geológica Argentina 32 (4): 248-264. Buenos Aires.
- Leanza, H. A, Sattler F., Martínez R. S. & Carbone O. 2011. "La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina". Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: 113-129. Neuquén.
- Leanza, H.A. & Wiedmann, J. 1989. "Nuevos ammonites del Berriasiano/Valanginiano (Cretácico Inferior) del Neuquén, Argentina". En: Wiedmann, J. (Ed.): Cretaceous of the western Tethys. Proceed. 3º. International Cretaceous System Symposium. Tübingen (1987): 793-810. E. Schweizerbart'sche Verlag. Stuttgart.
- Legarreta, L. & Gulisano, C. A. 1989. "Análisis Estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior- Terciario Superior, Argentina)". In: Chebli, G. & Spalletti, L. (eds) Cuencas Sedimentarias Argentinas. Universidad Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica, 6, 221-243.
- Legarreta, L. & Uliana, M. A. 1991. "Jurassic Cretassic marine oscillations and geometric of back arc basin fill, Central Argentine Andes". In: Macdonald, D.I.M (ed.) Sea Level Changes at Active Plate Margins: Process and Product. International Association of Sedimentologists, Special Publications, 12, 429-450.
- Legarreta, L. & Uliana, M.A. 1996. "The Jurassic succession in west–central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution". Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 120, 303–330.
- Mosquera, A. y V. A. Ramos. 2005. "Intraplate Foreland Deformation in the Neuquén Embayment", Oral presentation at AAPG Annual Convention, Calgary, Alberta, June 19-22, 2005 Posted August 31, 2005 Search and Discovery Article # 30035
- Mitchum, R.M. & Uliana, M.A. 1982. "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina". 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484. Buenos Aires.
- Mullen, J. 2010. "Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in South Texas". CSUG/SPE 138145. Canadian Unconventional Resources & International Petroleum Conference, Alberta, Canadá, 19-21 de Octubre de 2010.
- Passey, Q.; Bohacs, K.; esch, W.; Klimentidis, R.; and Sinha, S. 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, China, 8-10 de Junio de 2010.
- Passey, Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti & J. D. Stroud, 1990. "A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs": AAPG Bulletin, V. 74, P 1777-1794.
- Rickman, R.; Mullen, M.; Petre, E.; Grieser, B. & Kundert, D. 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, 21-24 de Septiembre de 2008.
- Scasso, R.A., Alonso, M.S., Lane's, S., Villar, H.J. & Laffitte, G. 2005. "Geochemistry and petrology of a Middle Tithonian limestone–marl

- rhythmite in the Neuquén Basin, Argentina: depositional and burial history". In: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. & Schwarz, E. (eds) *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*. Geological Society, London, Special Publications, 252, 207–229.
- Slatt, R. 2011. "Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales". *Central European Journal of Geosciences*, 3(4). 2001. 435-448.
- Spalletti, L.A., Gasparini, Z; Veiga, G., Schwarz, E; Fernandez, M. & Matheos, S. 1999. "Facies anóxicas, procesos deposicionales y herpetofauna de la rampa marina titoniano-berriasiana en la Cuenca Neuquina (Yesera del Tromen), Neuquén, Argentina". *Revista Geológica de Chile*, 16, 109–123.
- Spalletti, L.A., Franzese, J.R., Matheos, S.D. & Schwarz, E. 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, London*, 157, 433–446.
- Stinco, L. & Mosquera, A. 2003. "Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las formaciones Vaca Muerta y los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina". In: *II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas*.
- Uliana, M., Legarreta, L., Laffitte, G., Villar, H.J. 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas prolíferas de Argentina. *IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 1-61, Mar del Plata*.
- U.S. Department of Energy. 2011. "World Shale Gas Resources: An Initial Assesment of 14 Regions Outside of the United States". U.S. Energy Information Administration, Washington, DC 20585. Febrero de 2011.
- Veiga, R., Verzi, H., Maretto, H. 2001. Modelo bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina). *Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año XVIII (67): 50-63, Buenos Aires*.
- Villar, H.J. & Talukdar, S. 1994. The Vaca Muerta – Sierras Blancas (!) petroleum system in the southeastern area of the Neuquen Embayment, Neuquen Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Research Conference Geologic Aspects of Petroleum Systems, 1/6-6/6. Mexico*.
- Villar, H.J., Laffitte, G., Legarreta, L. 1998. The source rocks of the Mesozoic Petroleum Systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironmental and hydrocarbons generation patterns. *American Association of Petroleum Geologists International Conference and Exhibition, Abstracts: 186-187. Rio de Janeiro*.
- Villar, H.J., Legarreta, L., Cruz, C.E., Laffitte, G. & Vergani, G. 2006. "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". *Boletín de Informaciones Petroleras, Cuarta época, 3, 50–66*.
- Weaver Ch. 1931. "Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of west central Argentina". *Memoir University Washington 1: 1-469. Seattle*.

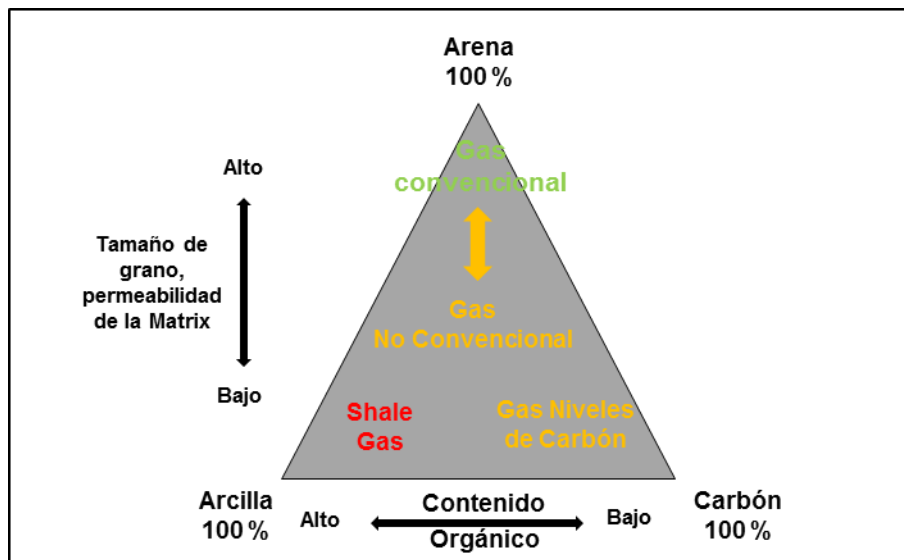


Figura 1. Diagrama ternario que vincula los tipos de reservorios con los componentes litológicos principales.

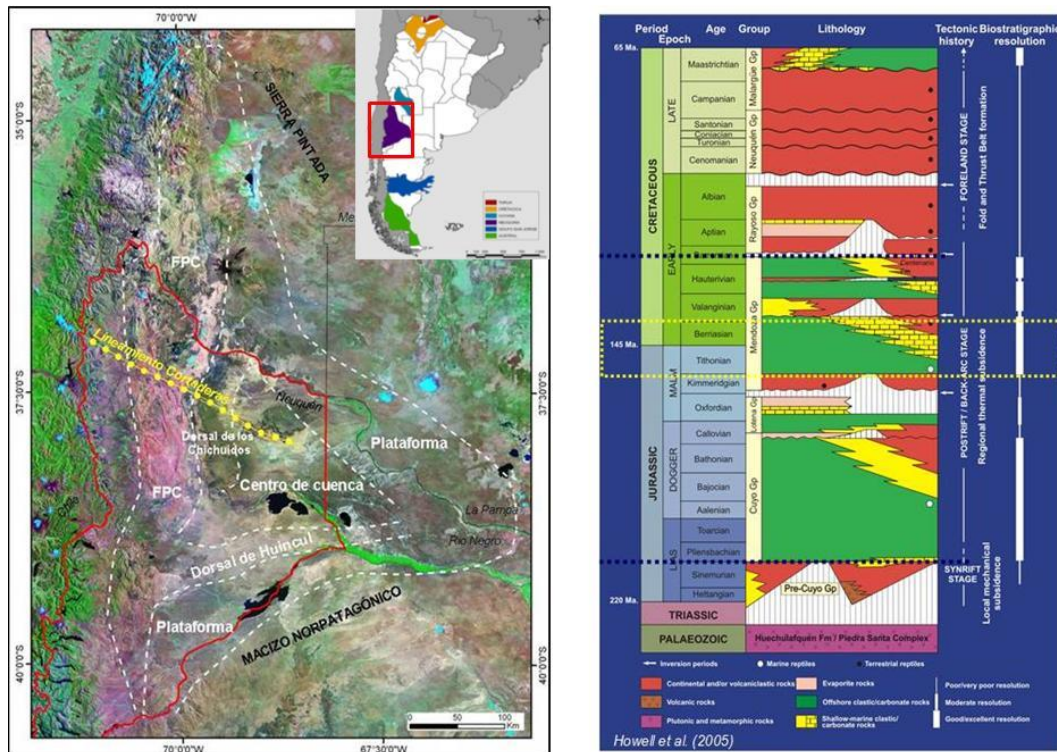


Figura 2. Arriba: Ubicación de las 5 cuenca productivas de la Argentina, remarcando la cuenca Neuquina (recuadro rojo) en el sector occidental del país. Izquierda: Ambientes estructurales de la cuenca Neuquina. Derecha: Columna estratigráfica esquemática de la cuenca Neuquina incluyendo los principales eventos tectónicos (Howell *et al.*, 2005).

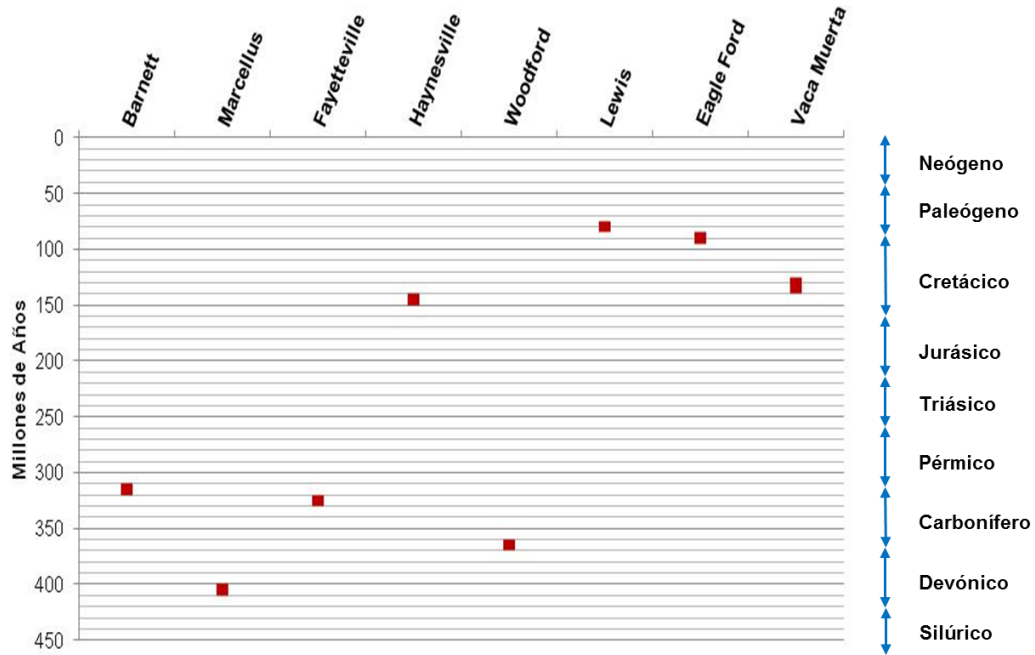
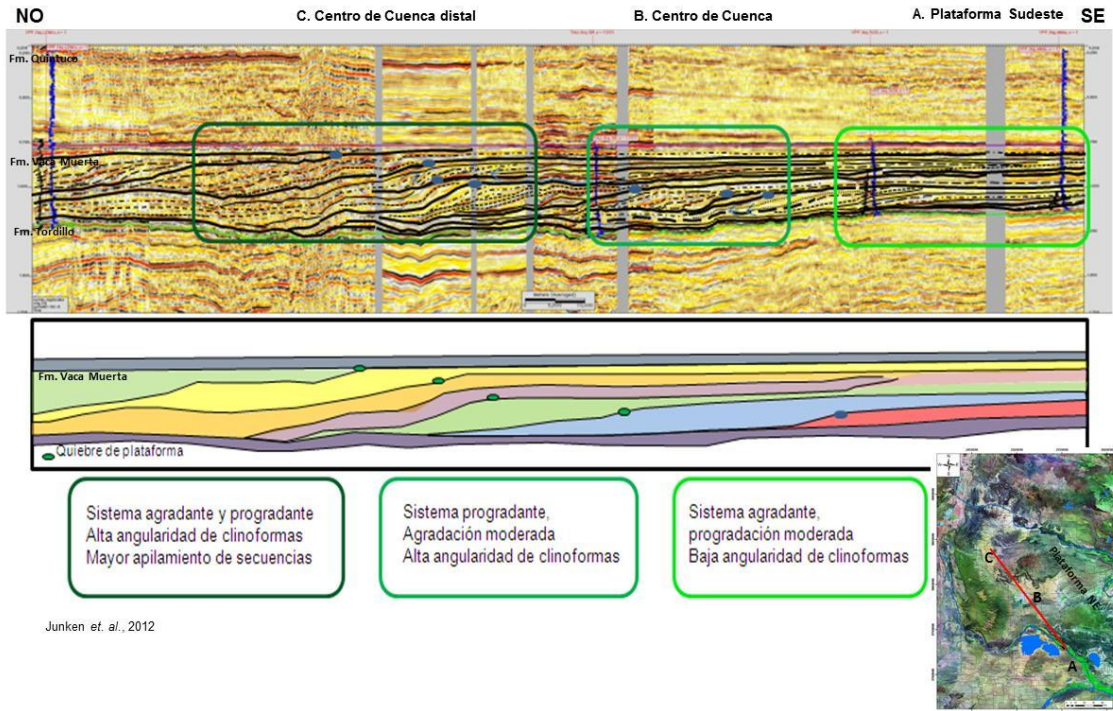


Figura 3. Edades (millones de años) de reservorios No Convencionales de Norteamérica y del *Shale* Vaca Muerta (Tithoniano-Berriasiano).



Junken et. al., 2012

Figura 4. Corte regional sismoestratigráfico del intervalo Quintuco – Vaca Muerta. A partir de la relación entre las clinoformas, se pueden identificar tres ambientes distintos: un sector de plataforma sudeste (A), uno de centro de cuenca (B) y uno de centro de cuenca distal (C) donde se observa un espesamiento del intervalo debido a un mayor apilamiento de secuencias. En el mapa de ubicación en línea roja se marca la transecta del corte y el ambiente de Plataforma NE (Junken et al; 2012).

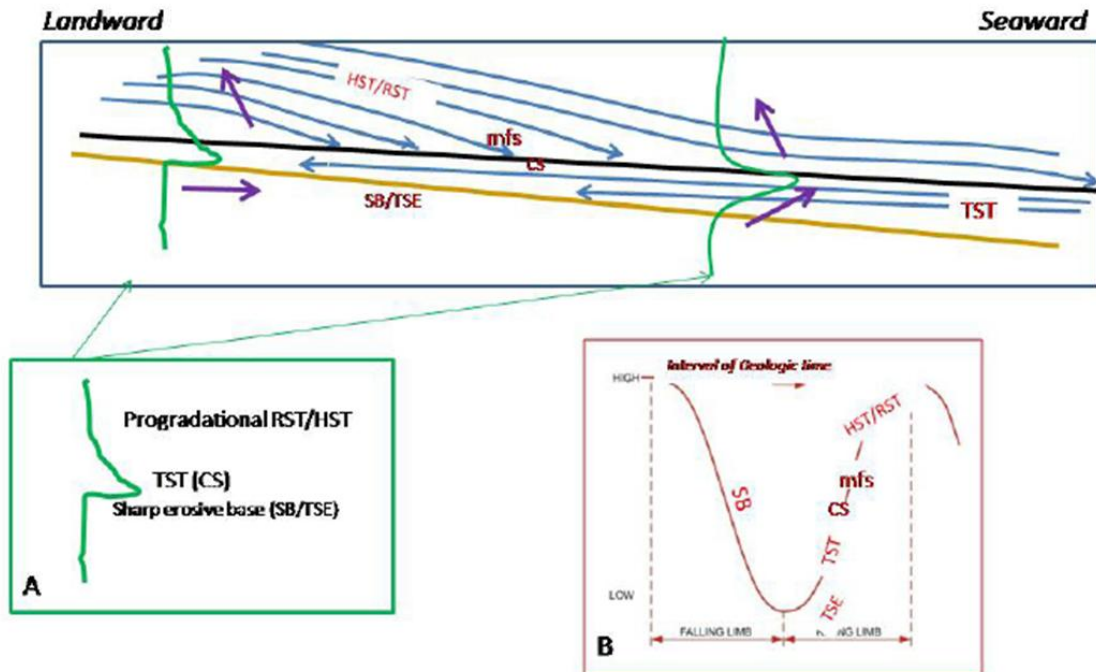


Figura 5. Modelo estratigráfico generalizado para reservorios no convencionales. En la base se distingue *el transgressive system tract* (TST) marcando la transgresión inicial de este tipo de unidades, y por encima las secuencias progradantes del *highstand/regressive system tract* (HST/RST). Esta secuencia es aplicable a diferentes escalas de la ciclicidad eustática del nivel del mar. En la figura A se muestra la respuesta del perfil gamma ray, se observa que el espesor entre la máxima superficie de inundación (mfs) y el límite de secuencia/ *transgressive surface of erosion* (SB/TSE) se incrementaría hacia el centro de cuenca (*seaward*). La figura B muestra las diferentes posiciones de los componentes del modelo en relación al momento de su formación respecto al ciclo del nivel del mar (Slatt R; 2011).

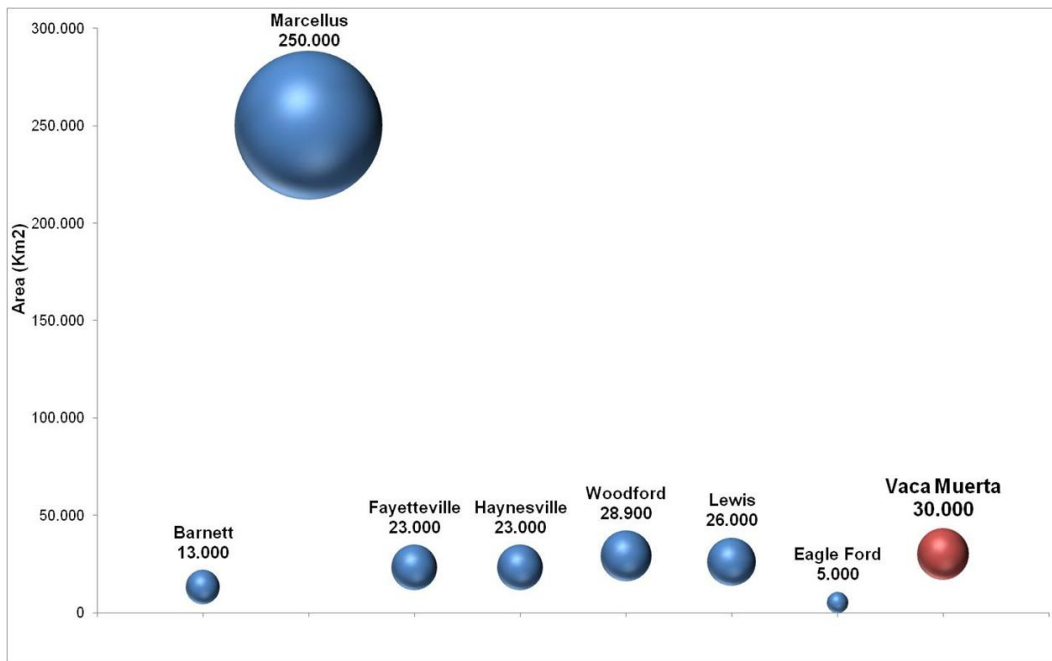


Figura 6. Comparación de la distribución areal (expresada en Km²) de los *plays* de EEUU junto con Vaca Muerta *Shale Play*.

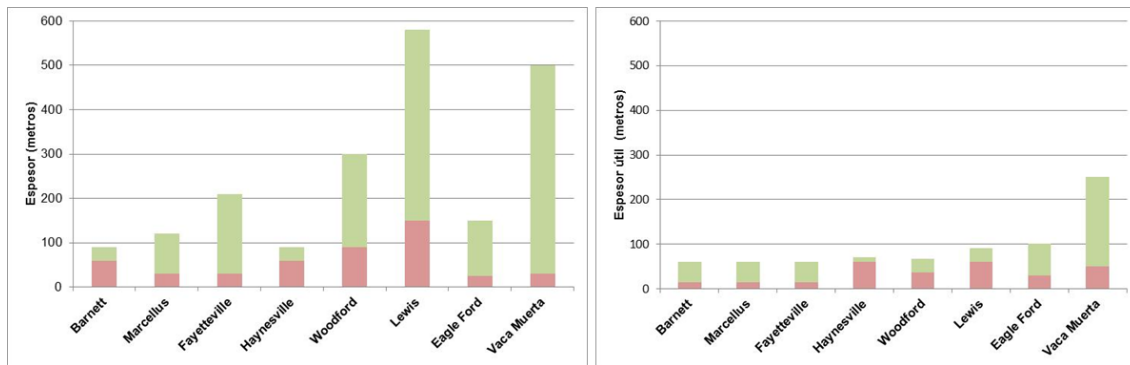


Figura 7. Izquierda: Comparación de los espesores (metros) entre distintos *plays* en EEUU con la Fm. Vaca Muerta. Derecha: Comparación del espesor útil (metros) entre distintos *plays* en EEUU con la Fm. Vaca Muerta, utilizando arbitrariamente un cut-off del COT > 2%. Para ambos gráficos las barras rojas indican el espesor mínimo y las barras verdes el espesor máximo de las unidades.

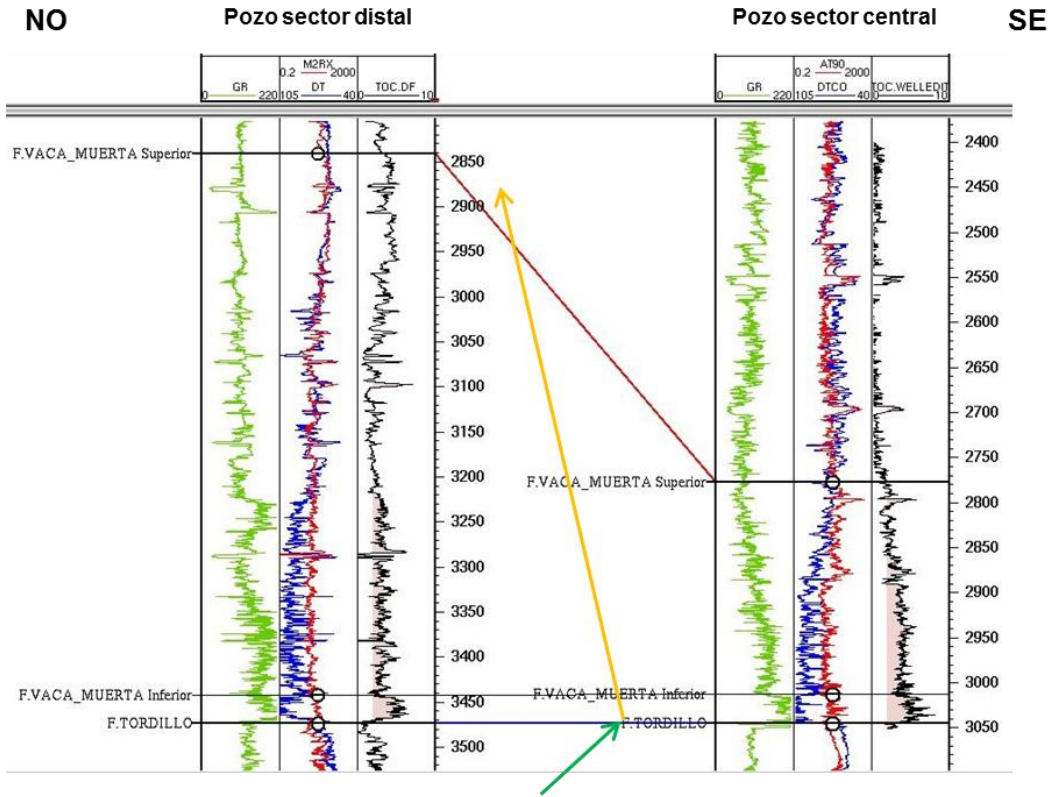


Figura 8. Corte entre 2 pozos que atraviesan Vaca Muerta, uno ubicada en el sector central y otro en el sector distal de la cuenca (distanciados por más de 80 km). En ambos pozos se observa una curva de GR (track 1), una curva de resistividad y síónico (track 2) y una curva de %COT, calculada a partir del métodos de Passey, 1990 (track 3). La sección basal muestra un espesor prácticamente constante a lo largo de toda la cuenca, con altos valores de GR y COT, indicando el evento de máxima transgresión en la cuenca. Como ya se había observado en el análisis sísmico, el espesor de la sección superior aumenta hacia el NO. En esta sección se puede ver como en el sector distal, es más significativa la reducción del espesor útil (COT > 2%). Sumado a esto, debe tenerse en cuenta que los altos valores de %COT en la parte superior del pozo distal están asociadas a los altos valores de resistividad y estos afectan el cálculo de método de Passey. Los resultados de laboratorio confirman valores menores al 2% para este sector. El sombreado rosa en el track 3 indica los valores de COT > 2%, teniendo en cuenta los resultados de laboratorio.

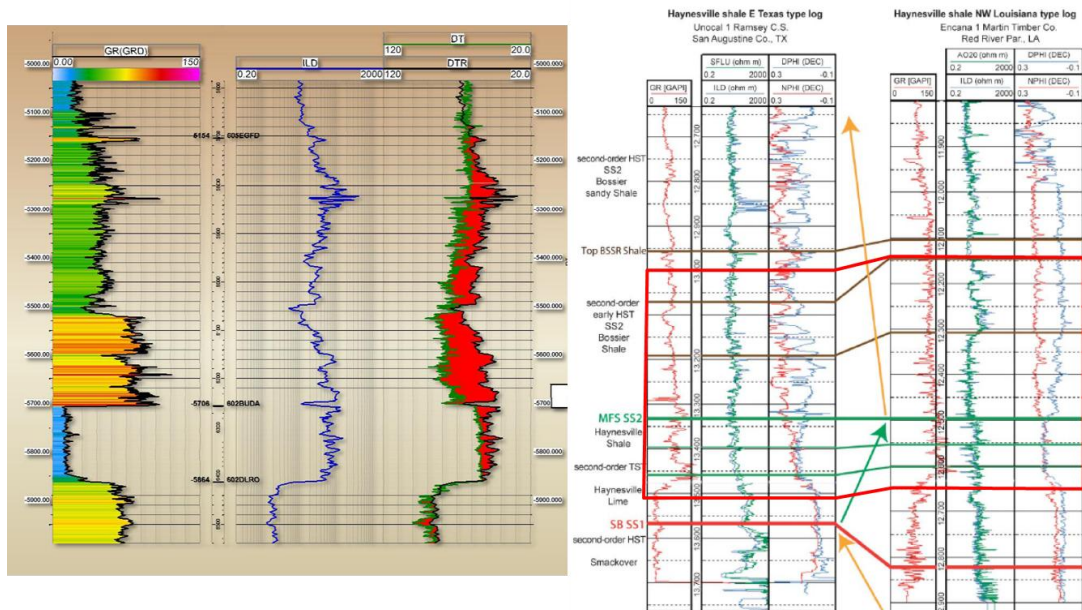


Figura 9. Izquierda: Perfiles de un pozo del Eagle Ford Shale (obtenido de Bowman, 2010). El shale play se apoya sobre los niveles carbonaticos la Fm. Buda. Se distinguen en los primeros 40 metros los altos valores de GR (primer track) y COT (3er track, estimado por el método de Passey, 1990), marcando la transgresión inicial, similar al play de Vaca Muerta. Derecha: Perfiles de dos pozos del Haynesville Shale (obtenido de Hammes et al., 2011). El shale play se apoya sobre la Haynesville Lime (carbonato). Se distinguen en los primeros 60 metros los altos valores de GR (primer track), marcando la transgresión inicial, similar al play de Vaca Muerta.

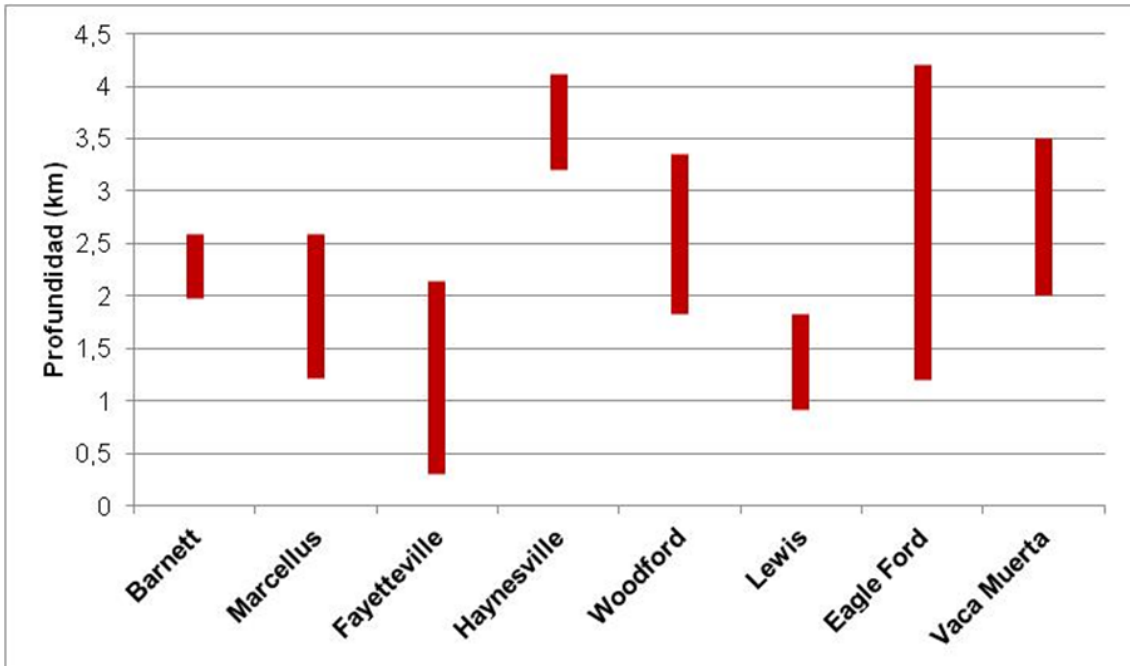


Figura 10. Comparación de los rangos de profundidad (km) a los que se encuentran distintos *plays* en EEUU y la Fm. Vaca Muerta.

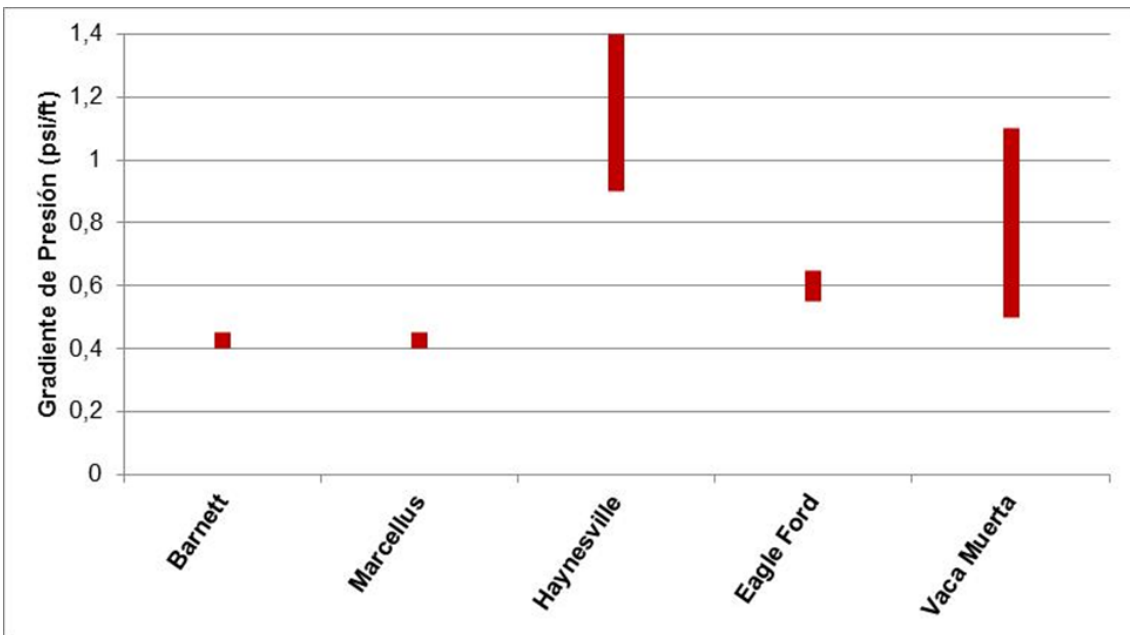


Figura 11. Comparación de los rangos de gradientes de presión de distintos *plays* en EEUU y la Fm. Vaca Muerta. Se destacan como *plays* sobrepresionados a Haynesville y Vaca Muerta, y en un segundo plano Eagle Ford.

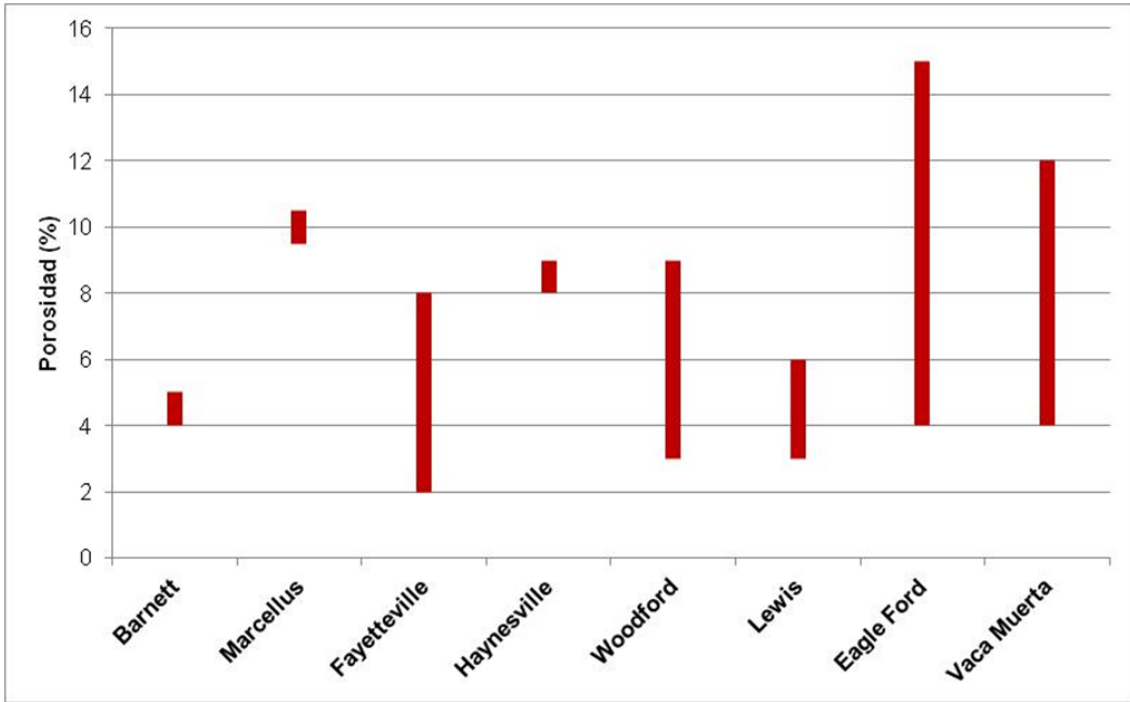


Figura 12. Comparación de los rangos de porosidades (%) entre distintos *plays* en EEUU y la Fm. Vaca Muerta.

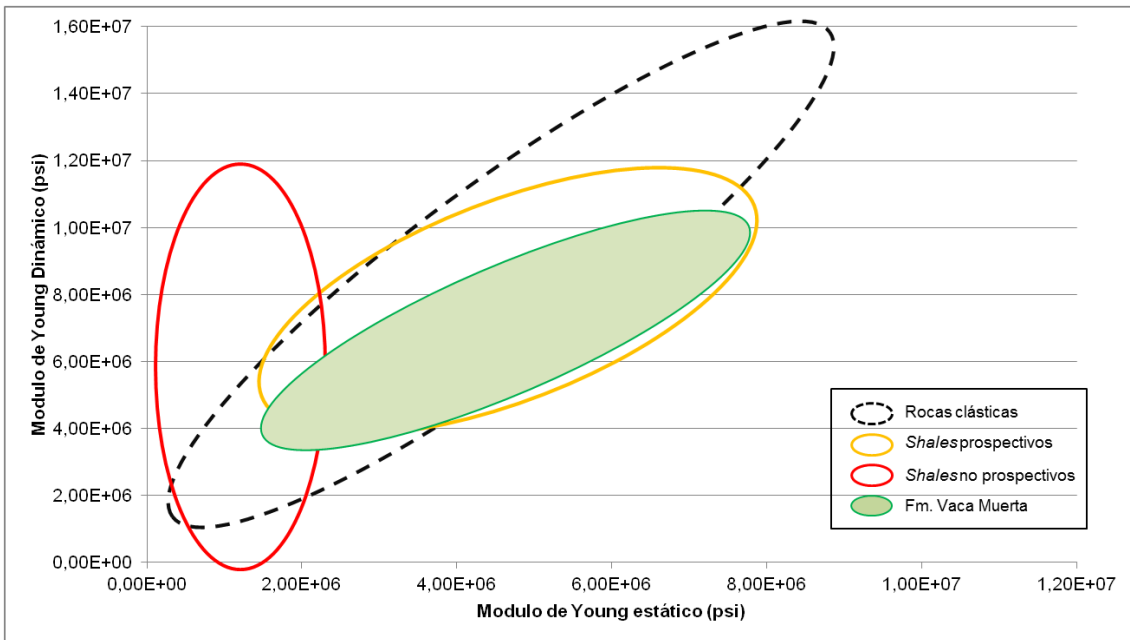


Figura 13. Correlación dinámica-estática del Módulo de Young (Britt & Schoeffler, 2009). El círculo sombreado verde muestra la ubicación de los datos obtenidos para la Fm. Vaca Muerta.

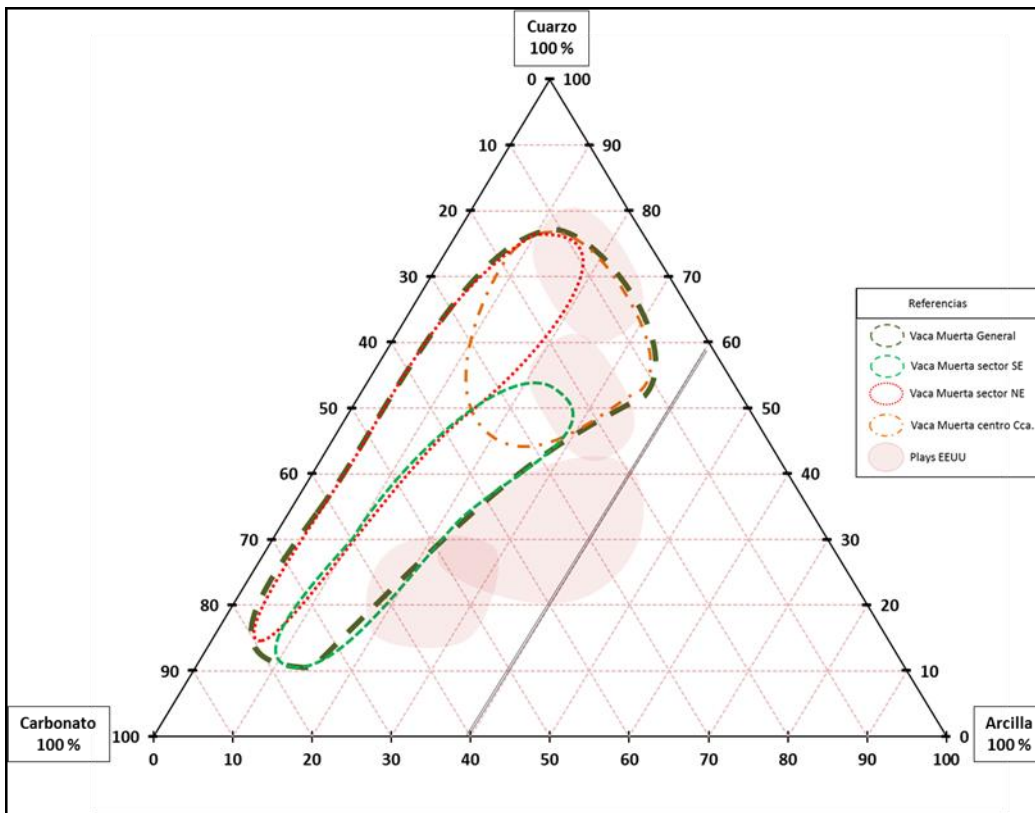


Figura 14. Diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcillas donde se describe la mineralogía promedio de la Fm. Vaca Muerta en función de la ubicación en la cuenca.

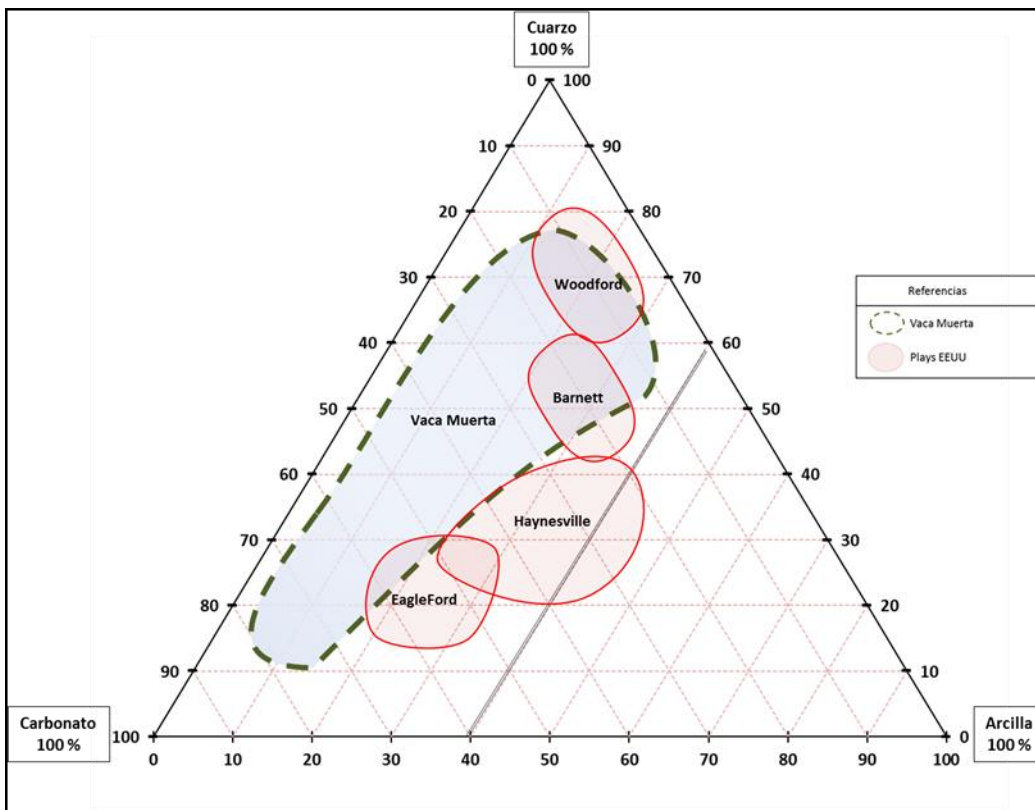


Figura 15. Diagrama ternario Cuarzo-Carbonato-Arcillas donde se comparan la mineralogía promedio de los *shales* de EEUU con la de Vaca Muerta.

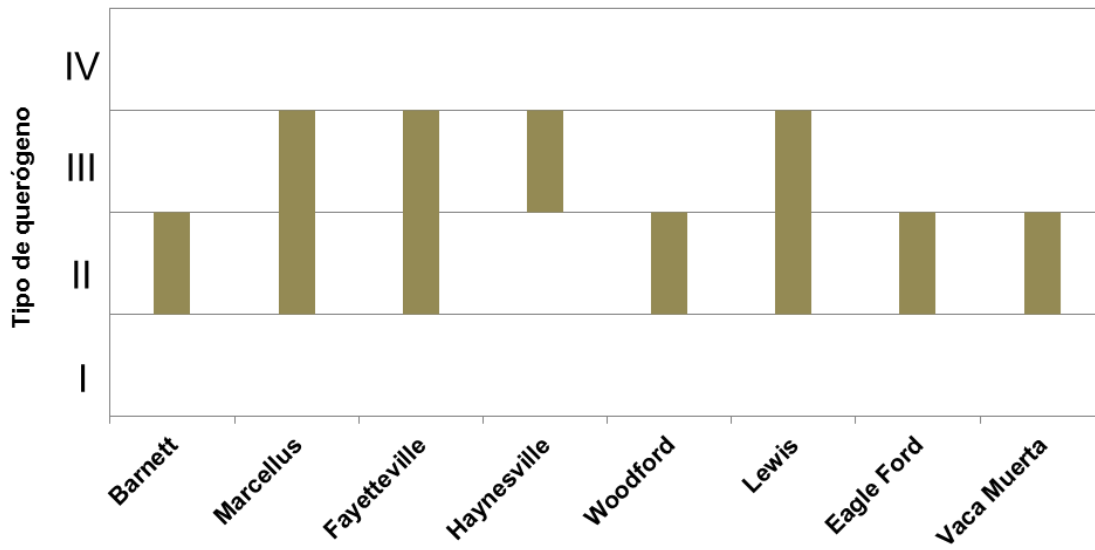


Figura 16. Comparación del tipo de querógeno entre los *shales* de EEUU y Vaca Muerta.

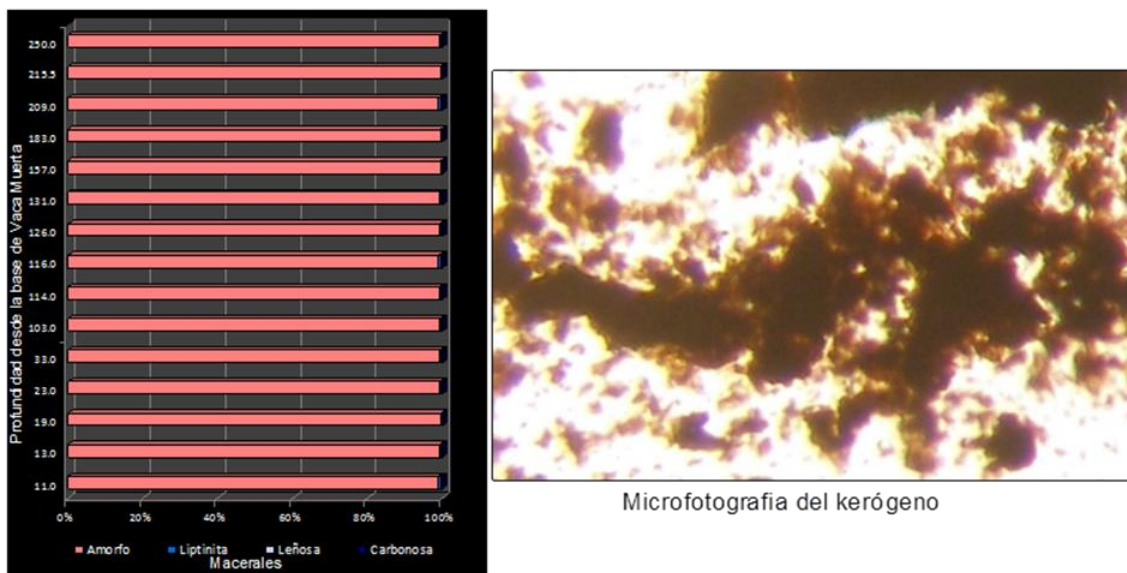


Figura 17. Izquierda: Análisis de los macerales en la Fm. Vaca Muerta. Predominan los macerales amorfos. Derecha: Microfotografía del querógeno de Vaca Muerta (Brisson I. y Alvarez L., 2012).

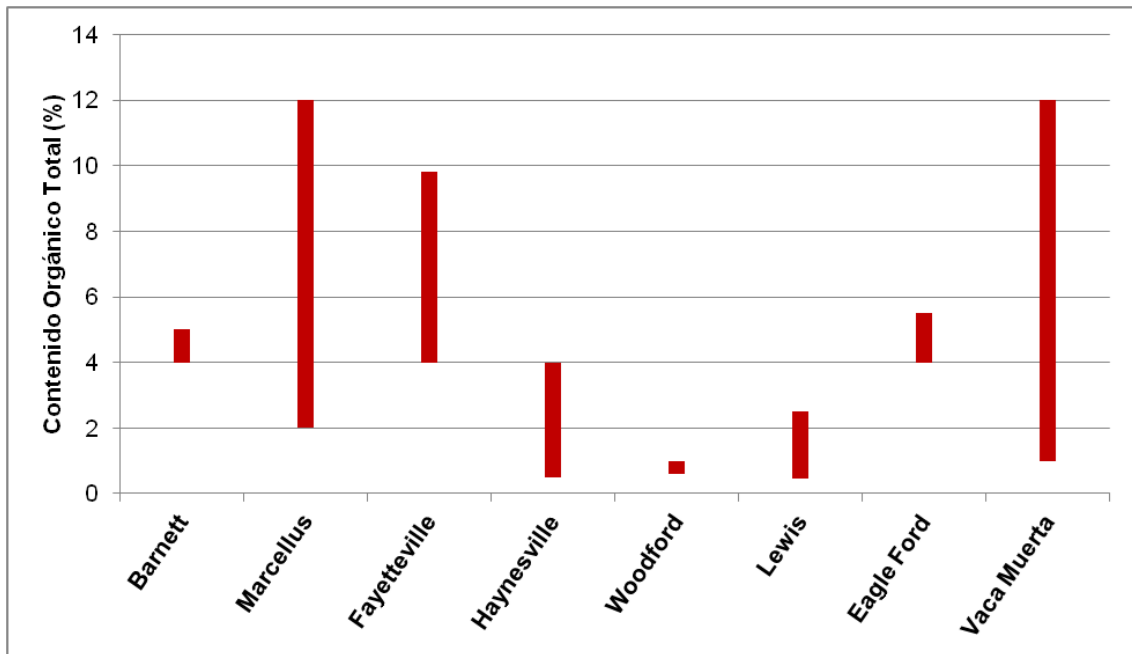


Figura 18. Comparación de los rangos de Contenido Orgánico Total entre los shales de EEUU y Vaca Muerta.

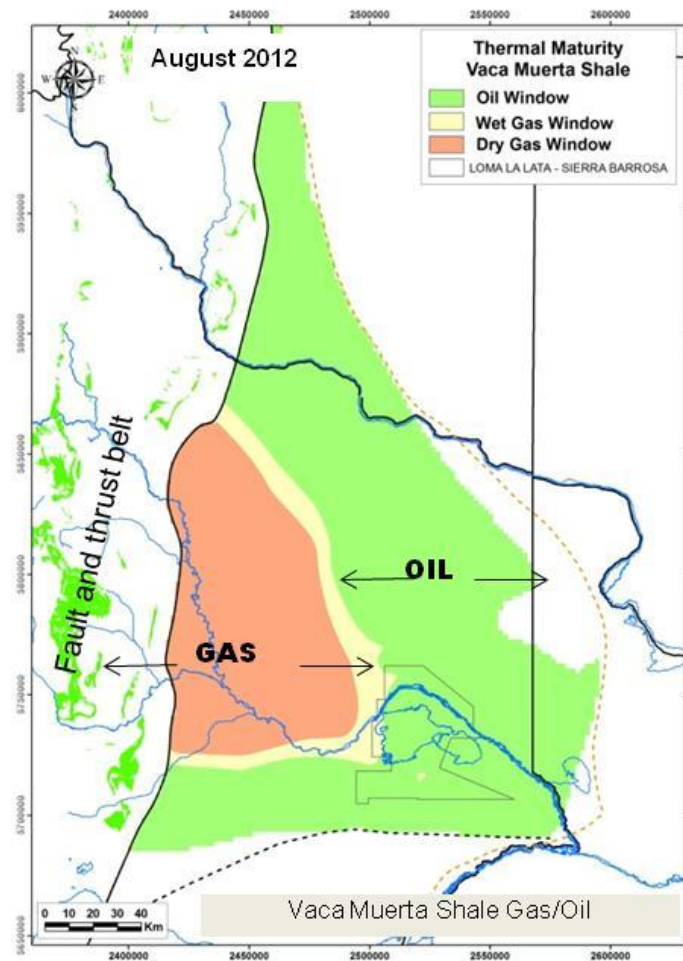


Figura 19. Mapa de madurez térmica (%Ro) de la Fm. Vaca Muerta (Lanusse *et. al.*, 2012).

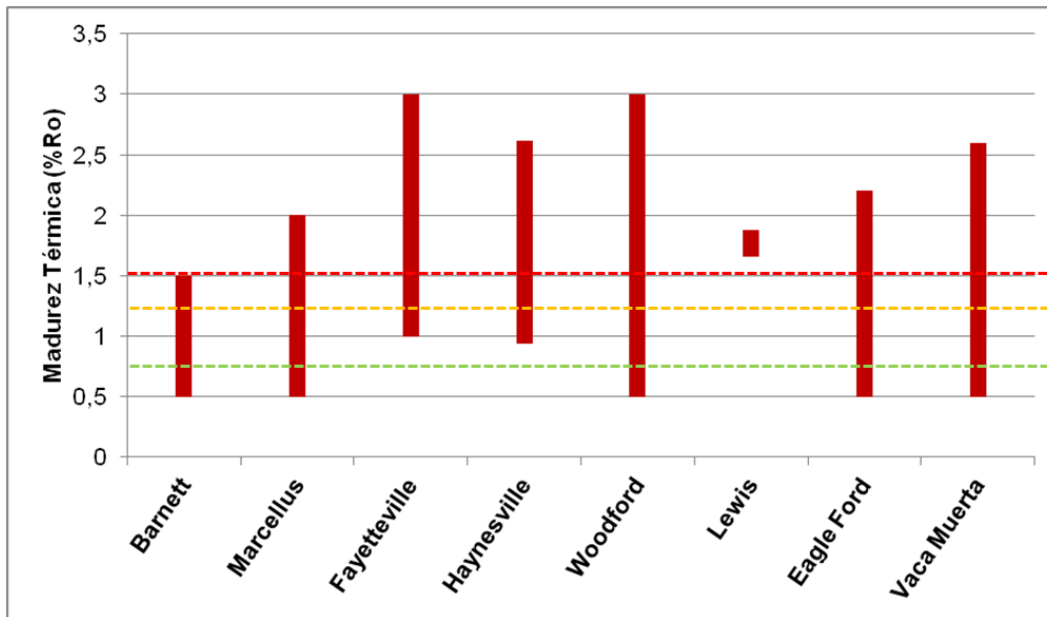


Figura 20. Comparación de los rangos de madurez térmica (% Ro) entre los *shales* de EEUU y Vaca Muerta. La línea punteada verde representa el valor teórico de 0,7% Ro, indicando el comienzo de la ventana de generación de petróleo. La línea punteada amarilla representa el valor teórico de 1,2% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas húmedo. La línea punteada roja representa el valor teórico de 1,5% Ro, indicando el comienzo de la ventana de gas seco.