

Estimación de hidrocarburos generados, carbono orgánico original y porosidad orgánica a partir de datos de pirólisis: Ejemplos en la Fm. Vaca Muerta

Por **Ricardo Veiga** (Tecpetrol)

Este trabajo fue presentado en el Simposio de Recursos No Convencionales, “Hacia una nueva convención”, durante el 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Reservas del IAPG, realizado en Mendoza, noviembre de 2018.

Los datos de pirólisis realizados sobre muestras de *cuttings* brindan una valiosa información que habitualmente se emplea para caracterizar propiedades de las rocas madres, como es el Contenido de Carbón Orgánico Total (COT), el tipo de kerógeno y la madurez (Peters, 1986). Pero también, estos mismos datos pueden ser utilizados para calcular la cantidad de materia orgánica que fue transformada a hidrocarburos (S2t), el contenido de carbono orgánico original (COTo) y la estimación de porosidad de la materia orgánica (PHIORG). La gran ventaja de este método es el bajo costo de los estudios de pirólisis y la amplia disponibilidad de los datos.



Metodología de trabajo

La metodología aplicada se fundamenta en los trabajos de Schmoker (1994), Peters *et al.* (2005); Modica y Lapiere (2012), Kuchinskiy (2013), Sari *et al.* (2015) y Chen y Jiang (2016). En este trabajo se explicará conceptualmente las fórmulas utilizadas dejando el desarrollo matemático a los trabajos citados anteriormente.

El flujo de trabajo realizado consta de los siguientes pasos:

- 1) Revisión de datos de pirólisis
- 2) Estimación de la tasa de transformación (TR)
- 3) Cálculo de la masa de hidrocarburos generados (S_{2t})
- 4) Estimación del Carbón Orgánico Original (COT_o)
- 5) Conversión de masas de COT y COT_o a volumen de kerógeno actual (V_{ker}) y original (V_{kero})
- 6) Determinación de la porosidad orgánica (PHIORG) dentro de la materia orgánica y su contribución en el volumen total de la roca (PHIMO).

Para la realización de este trabajo se utilizaron 52 pozos de la cuenca neuquina distribuidos en un área de 19.000 km². En esta región se contó con 2745 muestras de roca con pirólisis completa y se trabajó con datos de pozos ubicados en diferentes ventanas de madurez (Figura 1). Para este estudio, el análisis fue focalizado en la sección de la Formación Vaca Muerta que tiene un COT > 2% y que en todos los pozos se localiza en su porción basal (Figura 2).

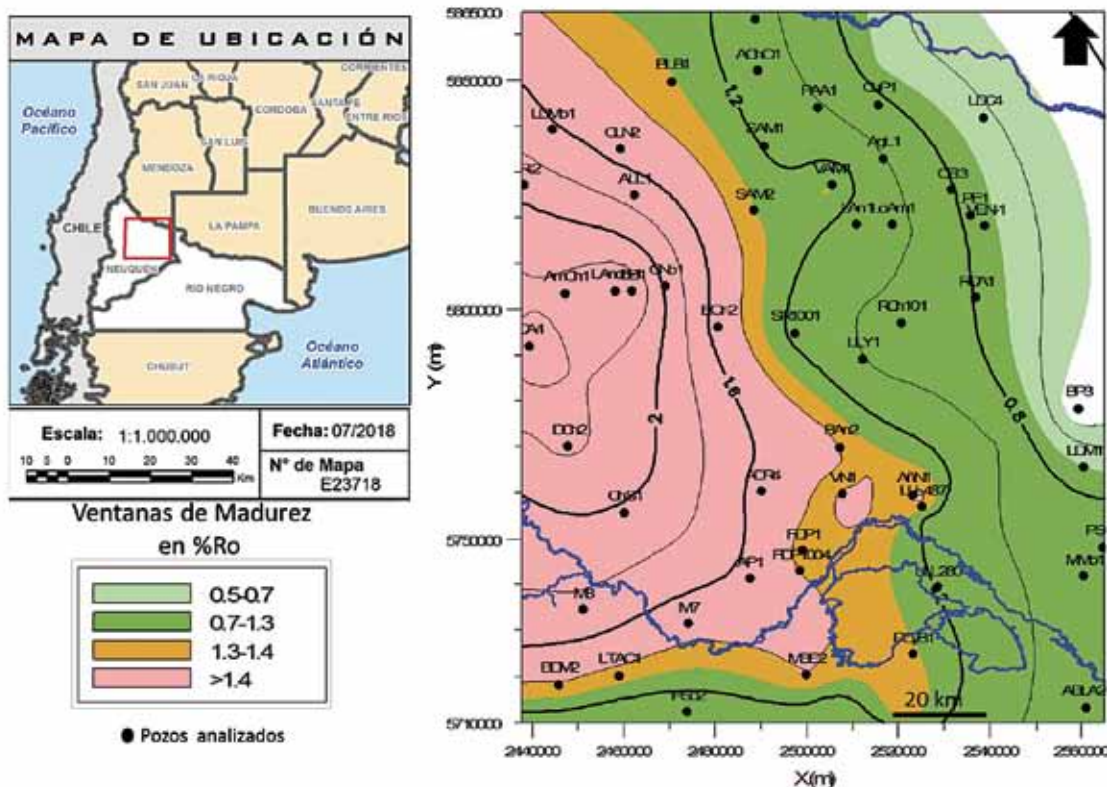


Figura 1. Ubicación de la zona de estudio, pozos analizados y mapa de madurez (en %Ro) para la base de la Formación Vaca Muerta.

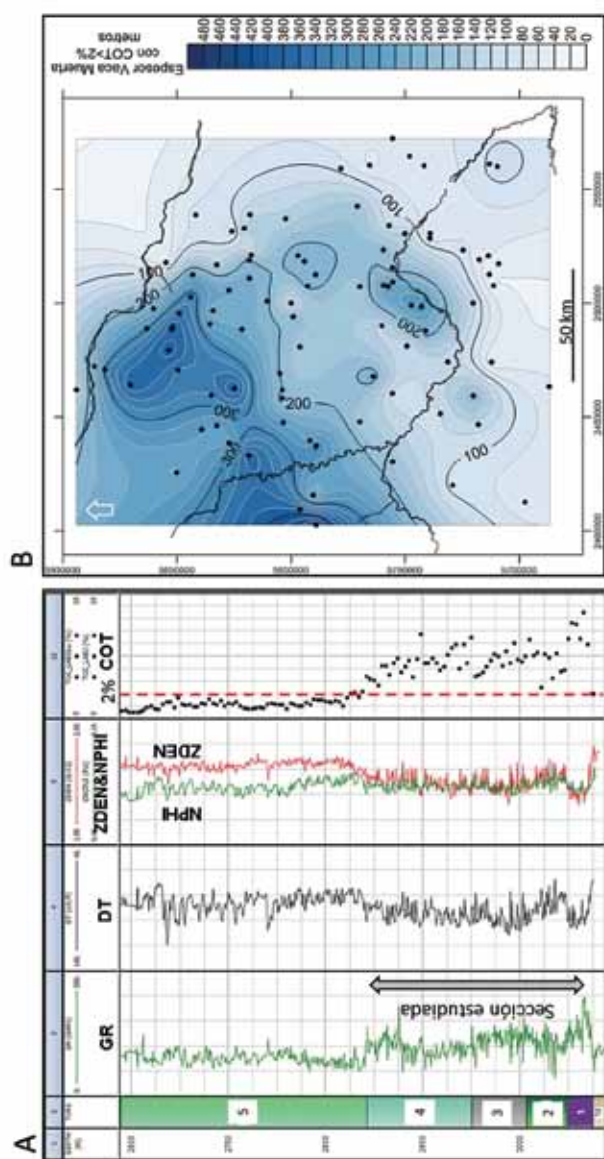


Figura 2. A) Intervalo estratigráfico analizado de la Formación Vaca Muerta con COT>2%. 1=Cocina, 2= Tiño6x, 3=Tiño7x, 4= Berra2x, 5= Berra4x. Td: Formación Tordillo B) Mapa de espesor de la sección de alto COT (>2%).

Revisión de datos de pirólisis

Los problemas que se presentan para cuantificar la transformación de la materia orgánica y la estimación de la porosidad se deben a diferentes factores, los más habituales son 1) pérdida de los componentes volátiles al momento de capturar la muestra, 2) la alta madurez en la roca madre y 3) los aditivos en los lodos de perforación.

Por lo tanto, uno de los primeros pasos es identificar aquellos pozos que presentan problemas en la determinación de los picos S1 y S2. Uno de los métodos más sencillos es visualizar en un mapa aquellos sondeos con fuerte contraste de S1 y S2 en cortas distancias. Una forma práctica de realizar este análisis consiste en mapear el índice de productividad (PI) o relación $(S1/(S1+S2))$ para identificar las

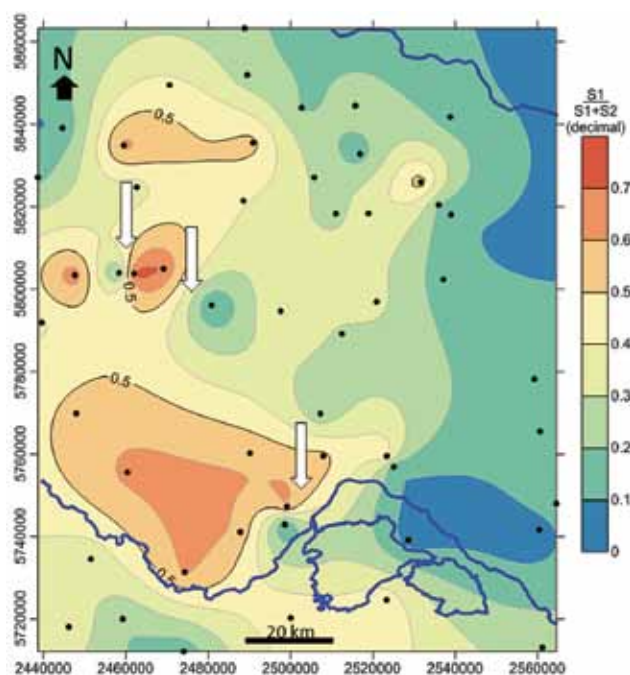


Figura 3. Revisión de la calidad de los datos. Los fuertes contrastes de PI (Peters, 1986) en cortas distancias indican cambios en los valores de S1 y S2. Las flechas blancas señalan zonas donde fuertes se observan variaciones. Los pozos que presentaron estas anomalías fueron perforados con lodos base petróleo y descartados del análisis.

regiones con fuertes contrastes (Figura 3). Abruptos cambios en los valores de PI se deben a problemas en la determinación de S1 y/o S2. Las fuertes variaciones detectadas se deben al tipo de lodo usado durante la perforación o aditivos utilizados. Cuando se comparan pozos perforados con lodo base petróleo se observa que el valor S1 muestra muy baja dispersión comparado con un pozo cercano perforado con base agua (Figura 4). Debido a este problema se prefirió trabajar con muestras que provienen de pozos perforados con lodo base agua.

Los datos S1 y S2 revisados fueron promediados en la sección de interés y, posteriormente, mapeados (Figura 5). Se observa que los valores de S1 y S2 muestran una reducción hacia las zonas de mayor madurez promediando 0,5 mgHC/gR y 2 mgHC/gR, respectivamente. Por el contrario, donde la madurez disminuye, estos valores aumentan a 7,5 mgHC/gR para el pico S1 y hasta 28 mgHC/gR para el pico S2. Es importante notar que en la región cercana al Volcán Auca Mahuida se observa una reducción local de los picos S1 y S2 vinculado a los efectos de cuerpos intrusivos que producen una mayor madurez y una concomitante reducción en los valores de S1 y S2. Similares observaciones fueron descritas por Rodríguez Monreal *et al.* (2009) y Spacapan *et al.* (2017).

Asimismo, se preparó un mapa de COT de la zona de interés. En mismo se define un corredor con altos valores que superan el 4% promedio. Esta franja de alto COT está definida por los sondeos Cerro Las Niñas x-2, Aguada San Roque y Bajada del Palo (Figura 6). Al sur y al norte de esta franja los valores tienen a disminuir, pero siempre es mayor al 2% promedio.

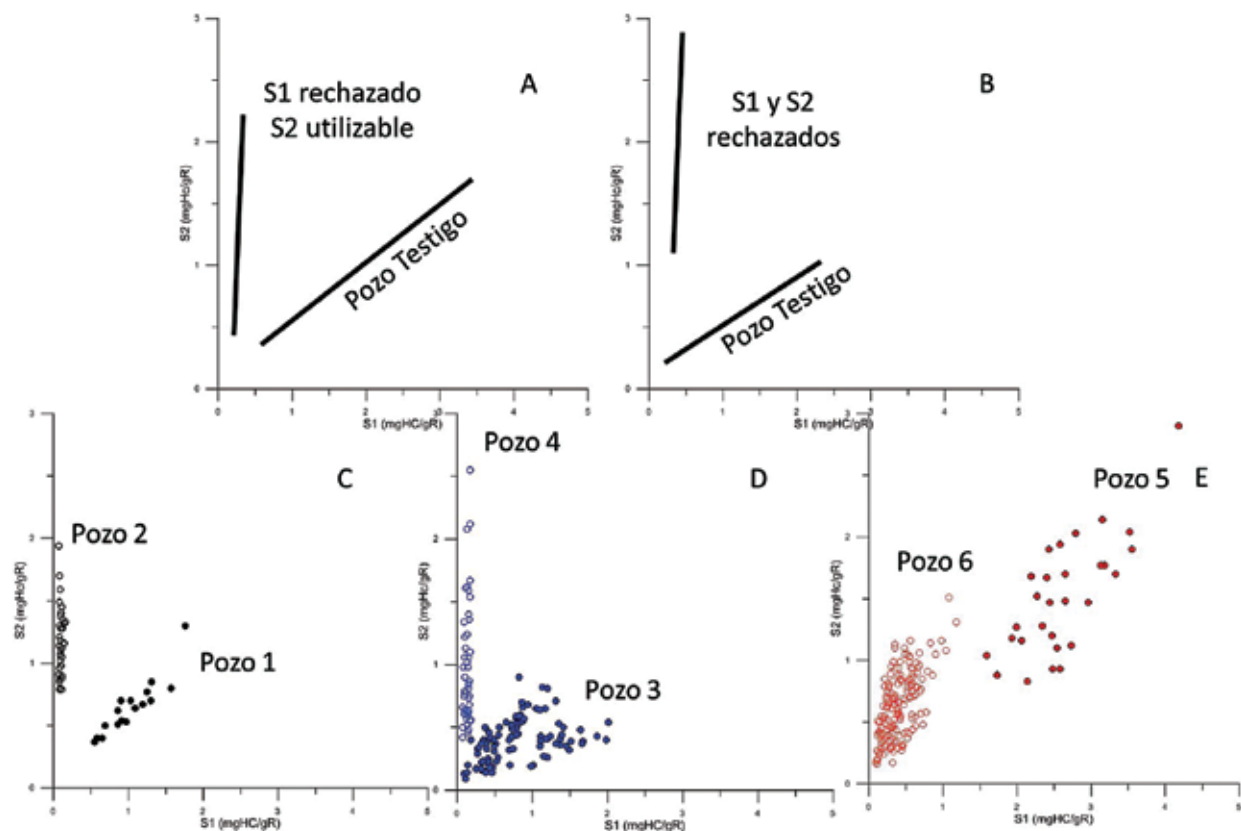


Figura 4. Gráficos S1 versus S2 para evaluar la calidad de los datos. A y B, casos teóricos. C, D y E, situaciones reales. Generalmente los pozos que presentaron problemas son aquellos perforados con lodo base petróleo que alteraron la calidad del dato S1.

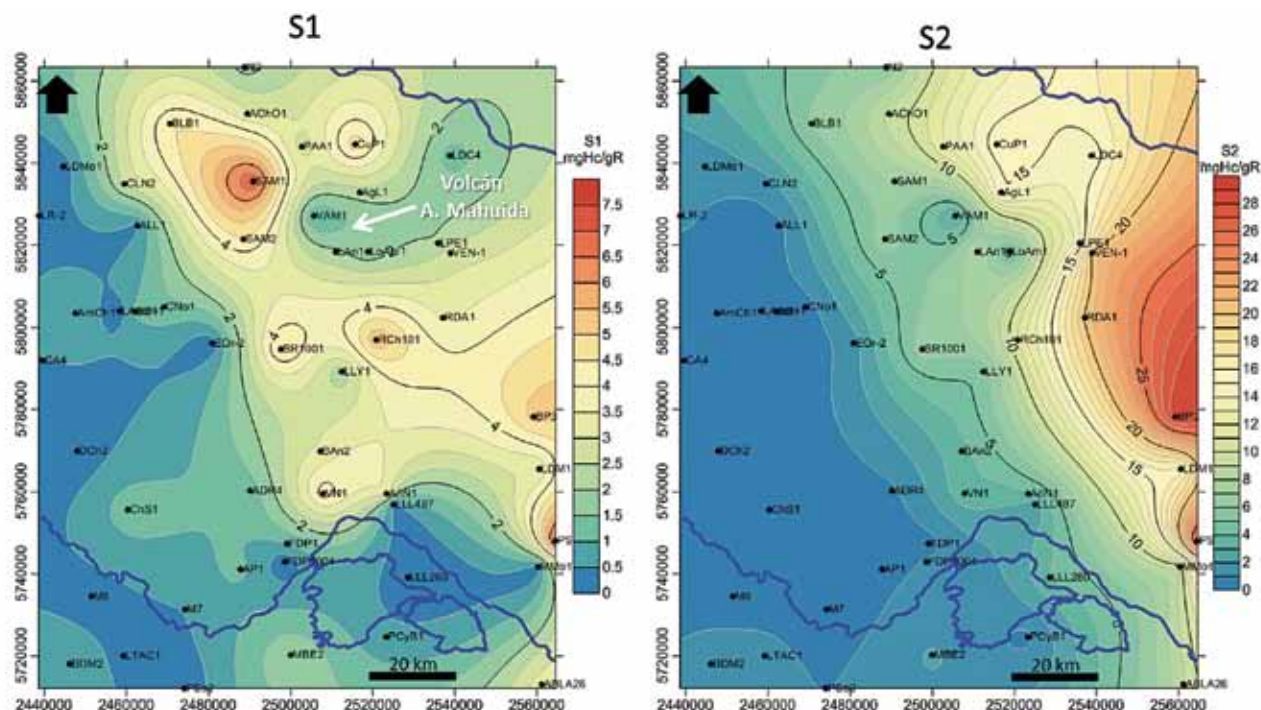


Figura 5. Mapas de S1 y S2 con datos revisados. Notar disminución de valores de S1 y S2 hacia el sector occidental coincidente con el aumento en la madurez en la Formación Vaca Muerta (ver Figura 1). En contraste, los valores más elevados se desarrollan hacia el E-NE donde la madurez disminuye. Se observan anomalías locales en las cercanías del Volcán Auca Mahuida donde los valores de S1 y S2 disminuyen por efecto termal.

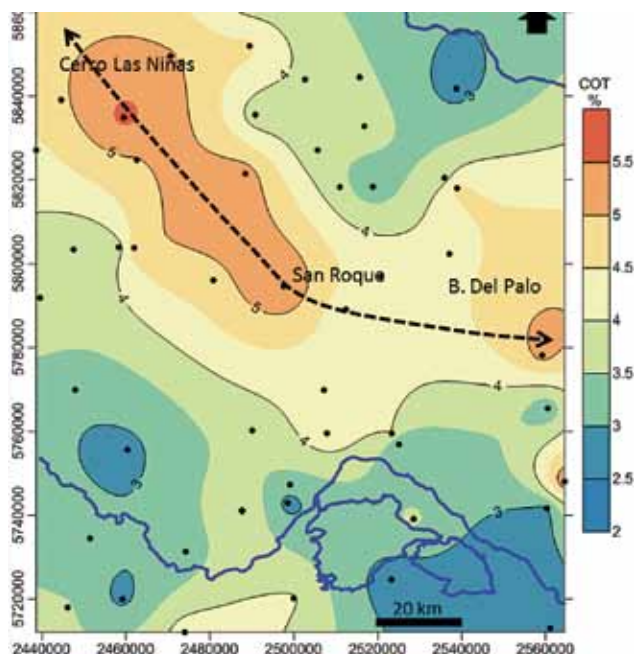


Figura 6. Mapas de COT promedio en la sección de interés.

La multiplicación del mapa de COT y el mapa de espesor con alto contenido orgánico brinda información sobre el espesor neto (Figura 7). El espesor neto es una medida del espesor de materia orgánica depositado. No tiene sentido físico real, pero es un indicador de las regiones que combinan

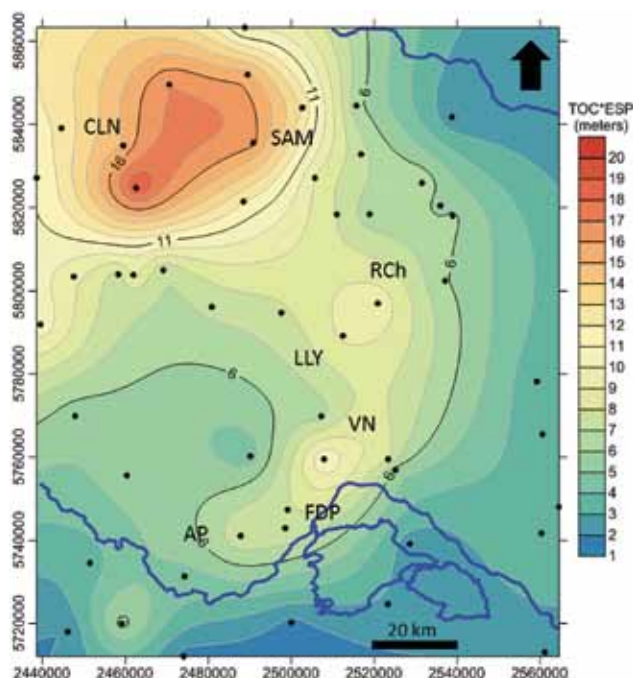


Figura 7. Mapa de Espesor Neto (COT*ESPESOR). CLN= Cerro las Niñas, SAM= Sierra Auca Mahuida, RCh= Rincón Chico, LLY= Loma la Yeguas, VN=Vanguardia Norte, FDP= Fortín de Piedra y AP= Aguada Pichana. Notar que las zonas de mayor espesor neto se ubican en la región norte próximas a CLN y SAM. Hacia el sur se extiende un brazo que conecta las regiones de RCh, LLY, VN, FDP y AP.

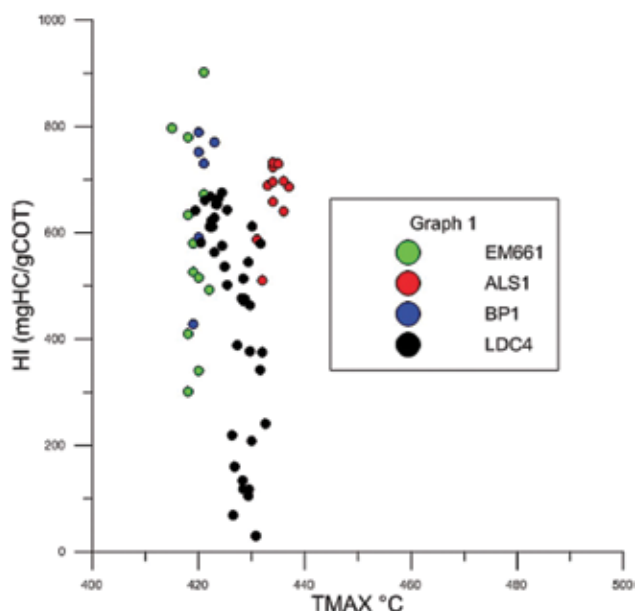


Figura 8. Gráfico TMAX versus HI en pozos con baja madurez.

mayor espesor y mejor COT. La región de mayor espesor neto se encuentra entre los sondeos Cerro Las Niñas 2 y Sierra Auca Mahuida 1. Hacia el Sur se desarrolla una rama que conecta las regiones de Rincón Chico, Loma La Yegua, Vanguardia Norte, Fortín de Piedra y Aguada Pichana.

Cálculo de tasa de transformación (TR)

El segundo paso de este flujo de trabajo consiste en calcular la tasa de transformación (TR). Este parámetro mide el grado de conversión del kerógeno a hidrocarburos. Existen numerosas formas para calcular este parámetro (Peters *et al.*, 2005; Justwan y Dahl, 2005; Jarvie *et al.*, 2007; Modica y Lapierre 2012). En este trabajo se ha usado la fórmula de Justwan y Dahl (2005) cuya expresión es la siguiente:

$$TR = (1200/HI_o) * [(HI_o - HI_m)/(1200 - HI_m)]$$

Donde:

TR = Tasa de transformación (decimal)

HI_m = Índice de hidrógeno medido (mgHc/gCOT)

HI_o = Índice de hidrógeno inicial (mgHc/gCOT)

1200 = Factor de corrección que asume que por cada gramo de carbono orgánico se logran generar hasta 1200 mg de hidrocarburos

Para realizar este cálculo se necesita contar con los datos medidos de S₂, COT y el HI_o. Los dos primeros datos son aportados por los estudios de pirólisis mientras que para el tercero se dispone de dos opciones: 1) a partir de compilación de índices de hidrógeno en muestras inmaduras y 2) a partir de un gráfico S₂ versus COT.

Para el primer método se compila los valores de HI en zona de baja madurez observándose que los valores de más altos llegan a 800 mgHc/gCOT (Figura 8). Estos registros son habituales en muestras con TMAX entre 420 °C y 430 °C.

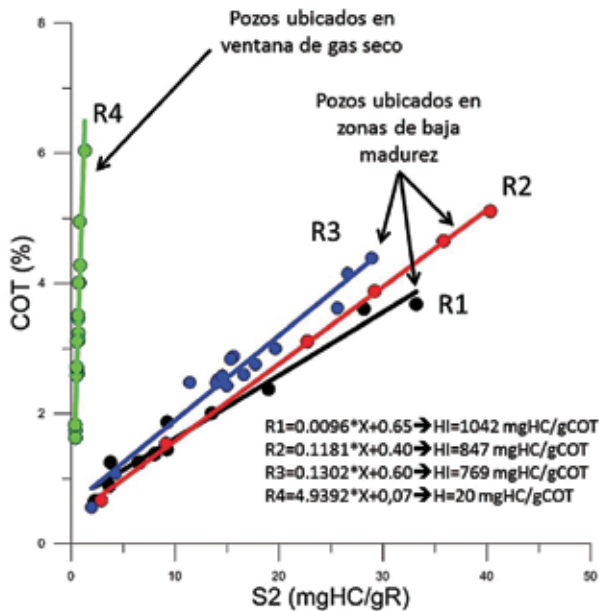


Figura 9. Estimación de HIo a partir de la correlación entre S2 versus COT para pozos ubicados en zonas de baja madurez.

La segunda opción consiste en graficar los valores de S2 versus COT para diferentes pozos (Figura 9). Las pendientes de las regresiones lineares encontradas se correlacionan con el valor del HI. Los valores obtenidos de HI varían entre 770 mg y 1040 mgHC/gCOT. En base a estos dos métodos descriptos se ha estimado un HIo= 800mgHC/gCOT para realizar el cálculo de TR.

Los datos de TR calculado por cada muestra fueron promediados a nivel de pozo y luego representados en un

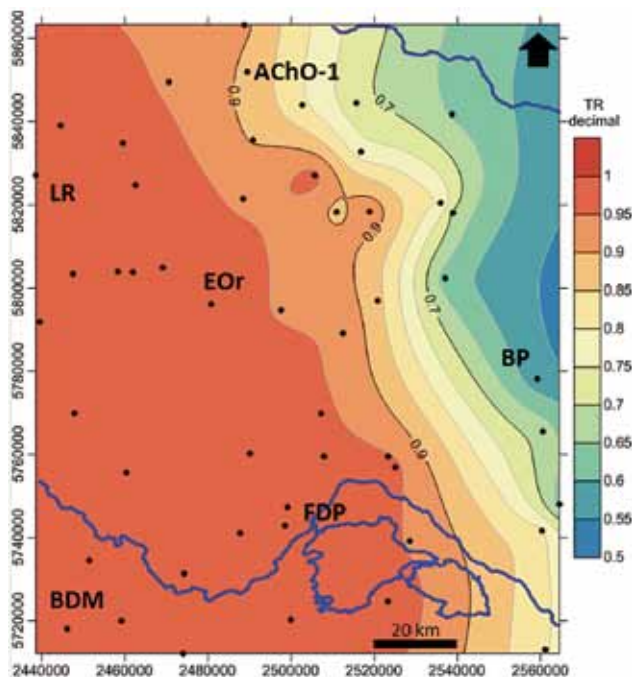


Figura 10. Mapa de TR en la sección de alto COT de la Fm. Vaca Muerta. LR= Loma Ranqueles, EOr= El Orejano, BDM= Bajo del Molle, FDP= Fortín de Piedra; AChO=Agua del Chivato Oeste y BP= Bajada del Palo.

mapa (Figura 10). Los cálculos obtenidos muestran una alta tasa de transformación de la materia orgánica hacia el oeste y una disminución progresiva hacia el noreste. La TR obtenida en todos los pozos siempre fue superior al 50%.

Cálculo de la masa de hidrocarburos transformados (s2t)

La cantidad de hidrocarburos que puede producir una roca está dado por la suma de los picos S1+ S2. El S1 representa la fracción de hidrocarburos libres mientras que el valor S2 corresponde a la fracción generada desde la misma roca madre por craqueo durante el proceso de pirólisis. Cuando se procesan muestras con elevada madurez termal los componentes volátiles se pierden y, por lo tanto, los valores de S2 obtenidos son muy bajos, esto conlleva a un error en las estimaciones de HI y TR. En consecuencia, para conocer la cantidad de hidrocarburos que una roca puede generar es necesario realizar una restauración del valor original de S2 (S2o). Este indicador cumple la siguiente ecuación.

$$S2o= S2m+S2t$$

Donde:

S2o = S2 original

S2m = S2 medido en la pirólisis

S2t = S2 perdido/transformado, también llamado factor ϵ

Para el cálculo de S2t existen diferentes metodologías: 1) Cálculo del factor ϵ (Chen y Jiang, 2016) y 2) Cálculo de S2t (Sari *et al.*, 2015).

El primer método se basa en que la tasa de transformación (TR) puede ser expresada de la siguiente forma:

$$TR= (S1+\epsilon) / (S1+S2+\epsilon)$$

Donde:

TR = Tasa de transformación (calculada en el apartado anterior)

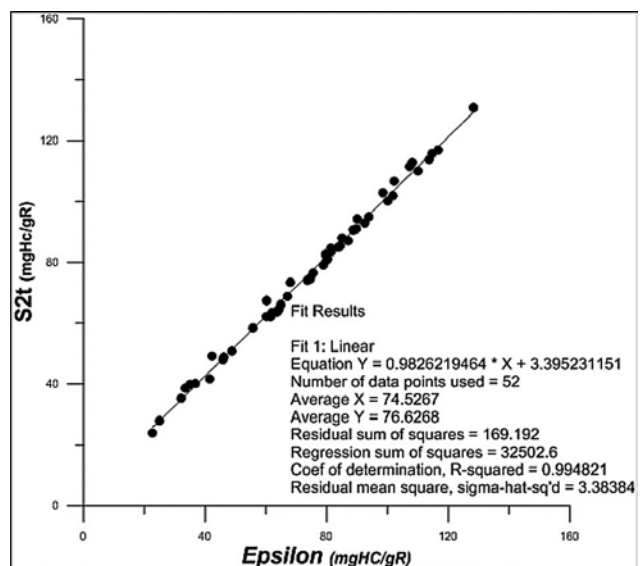


Figura 11. Correlación hidrocarburos transformados según métodos de Chen y Jian (2016), Epsilon y Sari *et al.* (2015) –S2t. Ambos métodos muestran valores muy similares.

S1 = Pico S1 (mgHC/gR)

S2 = Pico S2 (mgHC/gR)

ϵ = Hidrocarburos que fueron transformados desde la materia orgánica (mgHC/gR)

De la ecuación anterior se despeja ϵ quedando la siguiente fórmula:

$$\epsilon = (TR \cdot S1 + TR \cdot S2 - S1) / (1 - TR)$$

El segundo método utiliza la siguiente fórmula.

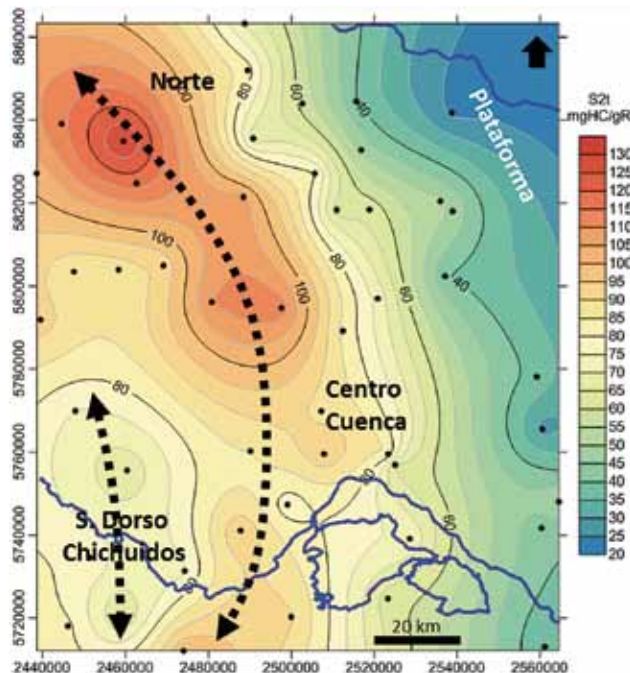


Figura 12. Mapa de hidrocarburos transformados.

$$S2t = S2 \cdot TR / (1 - TR)$$

Donde

S2t = Hidrocarburos que fueron transformados (ídem ϵ)

S2 = Pico S2 (mgHC/gR)

TR = Tasa de transformación.

En este trabajo se utilizaron los dos métodos observándose resultados muy similares (Figura 11). Los valores calculados mediante estas metodologías fueron levemente superiores a los estimados mediante el método de Schmoker (Sylwan, 2014) en un orden entre el 8% y el 12%. Los datos obtenidos fueron promediados en cada pozo dentro de la sección de interés y luego mapeados (Figura 12).

Nótese que la zona Norte es la que presenta una mayor transformación de la materia orgánica a hidrocarburos, alcanzando valores de 130 mgHC/gR. Hacia el ámbito de centro de cuenca este valor se reduce a 80-90 mgHC/g. Hacia la plataforma se observa una disminución de la masa de hidrocarburos transformados, debido al menor grado de madurez. Mientras que al oeste existe otra reducción coincidente con una merma en el COT observado en este sector de la cuenca (Figura 6).

Estimación del carbono orgánico total original (coto)

Conocido el valor S2t o factor ϵ se puede estimar el valor del COTo. Existen diferentes métodos para su cálculo. En este trabajo se emplearon 4 vías de análisis que se enumeran a continuación: 1) Método de Peters *et al.* (2005), 2) Método de Jarvie *et al.* (2007), 3) Método de Modica y Lapierre (2012) y 4) Método de Chen y Jiang (2016). Los resultados obtenidos por las metodologías 1 y 4 son muy

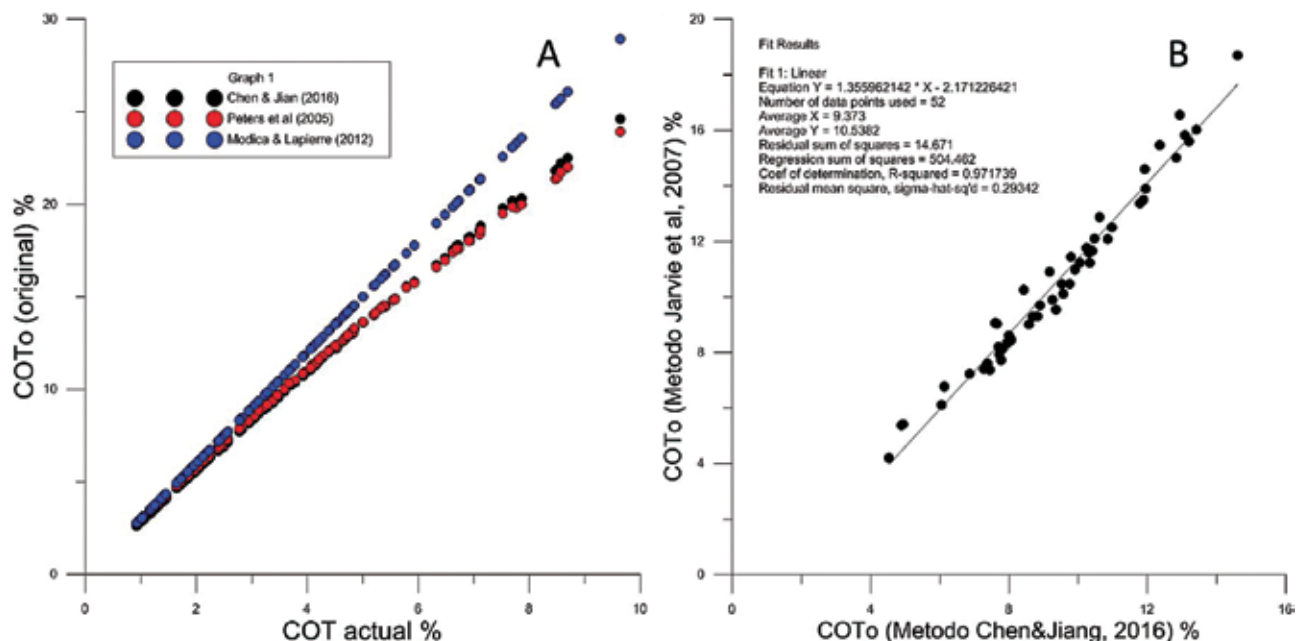


Figura 13. Comparación de diferentes métodos usados para calcular COTo. A) métodos de Chen y Jian (2016), Peters *et al.* (2005) y Modica y Lapierre (2012) para un mismo pozo. B) comparación entre Método de Chen y Jian (2016) y Jarvie *et al.* (2007) en muestras de diferentes pozos.

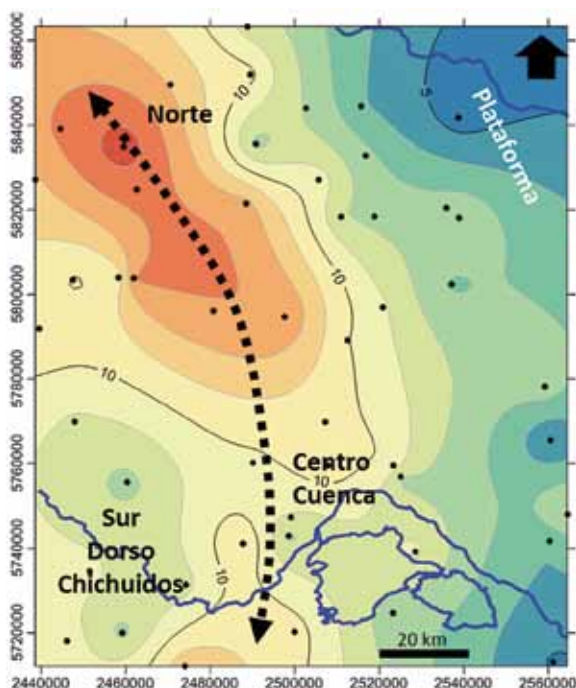


Figura 14. Mapa de COTo (carbono orgánico total original).

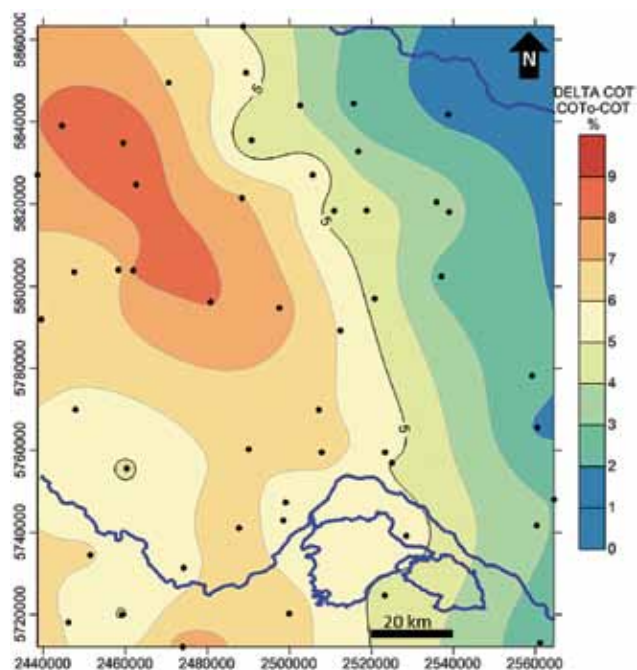


Figura 15. Mapa de DeltaCOT= COTo-COT. Este mapa muestra las regiones con mayor transformación de la materia orgánica.

similares. Los valores obtenidos aplicando los criterios 2 y 3 suelen ser mayores en un orden del 10% al 15% con respecto a los calculados en 1 y 4 (Figura 13). En este trabajo se prefirió usar el método 4 dado que mostraban los valores más bajos y, por lo tanto, los más conservadores. La fórmula utilizada para el cálculo de COTo se detalla a continuación:

$$COTo = COT / [1 - (\alpha * F * TR * (1 - 0.833 * COT / 100))]$$

Donde:

COTo = Carbón orgánico original

COT = Carbón orgánico medido

$\alpha = HIO/1200$ donde HIO es el Índice de Hidrógeno original (en este caso 800 mg/gCOT)

$F = (S1 + \epsilon) / (S1 + S2 + \epsilon)$ donde S1 y S2 son los valores de pirólisis y ϵ es la masa de hidrocarburos transformada calculada en el apartado anterior TR = tasa de transformación.

Los valores de COTo obtenidos suelen ser 2,5 a 2,7 veces mayores al COT medido para pozos ubicados dentro de la ventana de gas, mientras que, esta relación baja entre 1,4 y 1,5 veces para pozos ubicados en la ventana de petróleo. Los valores de COTo obtenidos en cada pozo fueron promediados para toda la sección de interés y luego mapeados (Figura 14). Los mayores valores de COTo se ubican en el sector Norte alcanzando el 15% en peso mientras que el centro de cuenca presenta un valor de 8-9%.

La diferencia entre los mapas de COTo y COT (Figuras 14 y 6, respectivamente) es un indicador de la cantidad de carbono orgánico que fue transformada a hidrocarburos y debería mostrar coincidencias con el mapa de S2t (Figura 12). Las zonas con mayores diferencias son aquellas regio-

nes en donde se observa una mayor transformación de la materia orgánica (Figura 15). Por otro lado, la superposición de este mapa con el mapa de espesor mostraría las regiones que tienen mayor materia orgánica transformada y mayor espesor de roca con COT >2% (Figura 16).

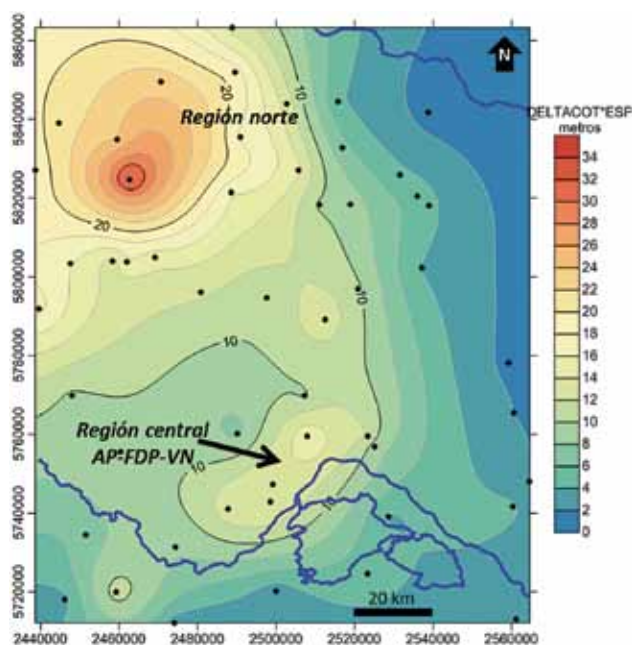


Figura 16. Mapa de DeltaCOT*Espesor. Este mapa muestra el desarrollo de dos regiones ubicadas en el centro de cuenca y en la región norte con las mejores condiciones de transformación de la materia orgánica y espesor.

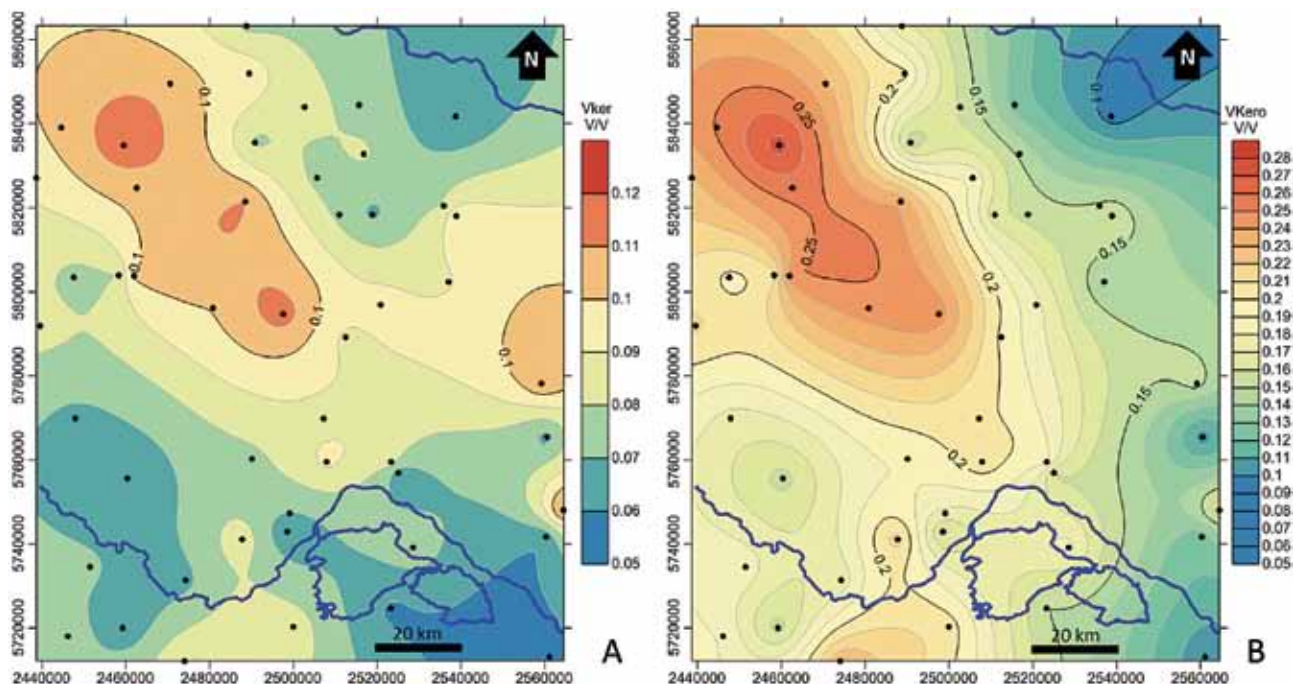


Figura 17. Mapas de Volumen de Kerógeno actual (Vker) y original (VKero). A) Mapa de Vker actual basado en el mapa del COT actual. B) Mapa de VKero (original) basado en el mapa de COTo.

Conversión cot y coto a volumen de kerógeno actual (vker) y original (vkero)

Para hacer la transformación de masa a volumen se asumieron dos premisas que no son estrictamente correctas, pero brindan una solución aproximada para el pasaje de

masa a volumen.

1. La densidad de la materia orgánica fue constante en toda la zona de estudio. El valor usado fue de 1.28 g/cm³ y la misma no varía con el tiempo.
2. La densidad de la roca seca se consideró constante y su valor es 2,66 g/cm³ en base a los valores de

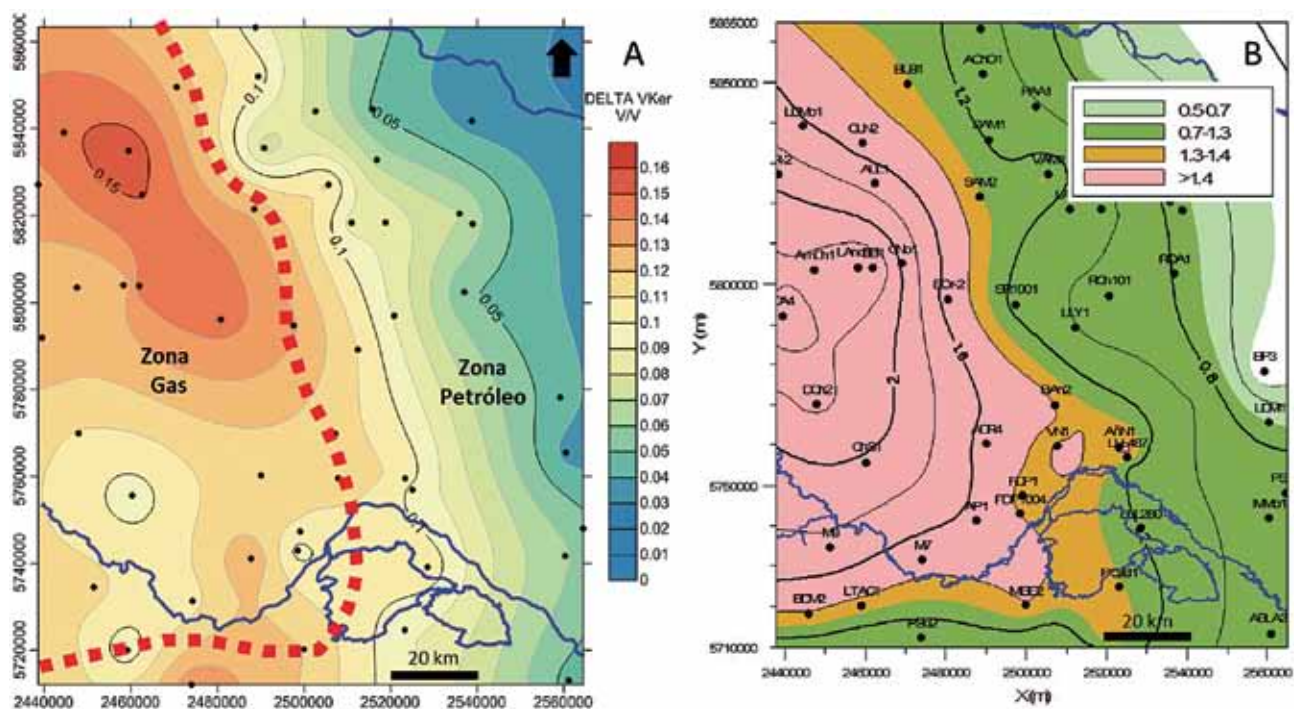


Figura 18. A) Mapa de Delta Vker (VKero-Vker). La línea roja punteada marca el límite entre la zona de petróleo y gas (usar solo como referencia). B) Mapa de Madurez Formación Vaca Muerta.

Difracción de Rayos X (DRX) obtenidos.

Con estas dos premisas, más la estimación de porosidades totales calculadas con registros de pozos, se transformó la masa de carbón orgánico a volumen de kerógeno a tiempo actual (V_{ker}) y original (V_{kero}). Este dato, si bien es impreciso servirá para evaluar la contribución de la porosidad orgánica en la porosidad total de la muestra. Finalmente, se calibró el V_{ker} obtenido con el V_{ker} que se obtuvo a partir de registros mineralógicos obteniendo un ajuste con un error entre el 8% y el 12%.

Los datos de V_{ker} y V_{kero} fueron nuevamente promediados en toda la sección de interés y luego mapeados (Figura 17). En términos generales, se observa que el V_{ker} actualmente representa entre el 5% y el 11% del volumen total de la roca. Cuando se lo compara con el V_{kero} , el V_{ker} habría alcanzado valores de hasta el 25%.

Cuando se realiza la resta entre V_{kero} y el V_{ker} se obtiene un mapa de DELTA V_{ker} que muestra aquellas regiones que han sufrido las mayores modificaciones en el volumen poral. Esta variación se produjo por la transformación de la materia orgánica a hidrocarburos (Figura 18). En términos generales se puede apreciar que la región con hidrocarburos líquidos muestra una variación en el volumen entre el 5% y el 11%, mientras que para la región gasífera esta variación llega hasta el 15%.

Cálculo de porosidad orgánica (phiorg)

Para la estimación de la porosidad orgánica existen diferentes metodologías, pero como para el cálculo de COT_o se ha trabajado con las fórmulas de Chen & Jian (2016), se

considera adecuado mantener este método de estimación. Por lo tanto, la fórmula utilizada fue la siguiente:

$$PHIORG = 1.2 [COT_o * a * F * TR * (1 - (8.33E-3 * COT))] * (\rho_b / \rho_k)$$

Donde:

$PHIORG$ = Porosidad orgánica

COT_o = Carbono orgánico total original

COT = Carbono orgánico total medido

$a = H_{lo}/1200$

$F = (S_1 + \epsilon)/(S_1 + \epsilon + S_2)$

TR = Tasa de transformación

ρ_b = Densidad matriz = 2,66 g/cm³

ρ_k = Densidad kerógeno = 1,28 g/cm³

La $PHIORG$ representa la porosidad presente en la materia orgánica. Para referir este valor al volumen total de roca se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$PHIMO (V/V) = (PHIORG/100) * V_{ker} (V/V)$$

Donde:

$PHIMO$ = Porosidad orgánica en V/V_{total} de Roca

$PHIORG$ = Porosidad orgánica

V_{ker} = Volumen de kerógeno

Los datos de $PHIORG$ calculados son elevados por tres razones.

- 1) El COT presente en la Fm. Vaca Muerta es elevado a pesar de su alta tasa de transformación (TR).
- 2) Los valores de COT_o promedian entre 1,5 y 2,7 veces el valor de COT medido a tiempo presente.
- 3) La masa de carbono orgánico total transformada a

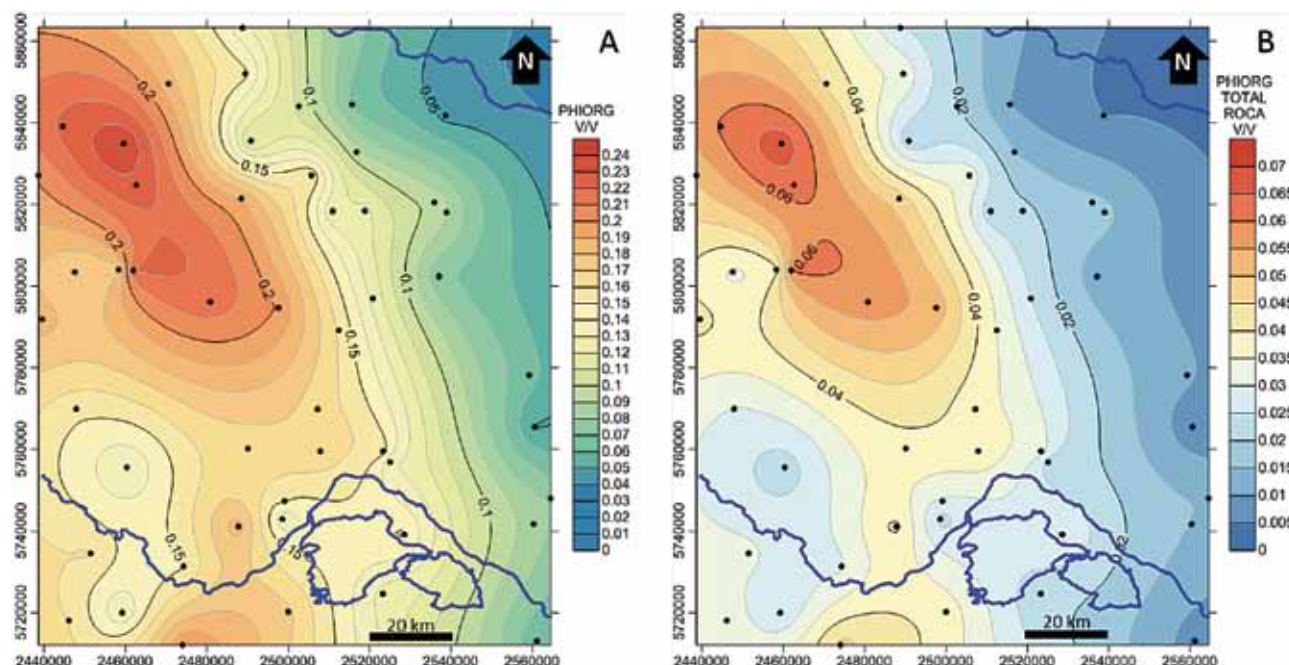


Figura 19. A) Mapa de porosidad orgánica B) Mapa de porosidad orgánica expresada en Volumen Total de Roca.

volumen representa entre el 5% y el 12% del volumen total de la roca, pero originalmente este valor habría llegado hasta el 25% en volumen.

Los valores de PHIORG fueron mapeados y muestran que la porosidad que tiene la materia orgánica varía entre el 5% y el 25%. Cuando son afectados por el volumen de kerógeno (Vker), el volumen poral orgánico representa entre el 2% y el 6% del volumen total de la roca (Figura 19).

Conclusiones

Las observaciones más relevantes se pueden resumir en los siguientes puntos.

- 1) El análisis de los datos de pirólisis permite hacer cuantificaciones de diferentes parámetros de manera rápida y esencialmente con un bajo coste.
- 2) El índice de hidrógeno original de la Formación Vaca Muerta ronda entre 750 a 800 mgHC/gCOT aunque se han observados muestras que indican que este valor puede ser superado.
- 3) La tasa de transformación (TR) en la zona de estudio es de 0,5 en las regiones orientales y llega casi a 1 en el centro de cuenca. Esto indica un elevado grado de evolución termal y un bajo potencial remanente en el sector de mayor transformación.
- 4) La masa de hidrocarburos generados es mayor a 40 mg HC/gRoca y llega hasta 130 mg/gR.
- 5) El porcentaje de carbono orgánico total original alcanza valores de hasta el 15% promedio.
- 6) La región Norte y el centro de cuenca son las áreas que presentan mejor combinación entre contenido orgánico y espesor.
- 7) El volumen de kerógeno presente en la roca puede llegar hasta el 12%, pero inicialmente el mismo pudo haber alcanzado hasta el 25% del total de la roca.
- 8) La porosidad orgánica varía entre el 2% y el 6% del volumen total de roca. Los valores de porosidad orgánica más altos se observan en la zona de mayor COT y mayor madurez.

Agradecimientos

Agradecemos a las autoridades de Tecpetrol por permitir la publicación de este trabajo. Asimismo, agradecemos especialmente a Carlos Sylwan, Jorge Rodríguez y Carlos Macellari por sus observaciones y sugerencias que ayudaron a mejorar la versión original de este trabajo.

Referencias citadas

Chen, Z y C. Jiang, 2016, "A revised method for organic porosity estimation in shales reservoirs using Rock-Eval data: Example from Duvernay Fm., in the Western Canada Sedimentary Basin". AAPG Bulletin v.100 # 3.

Jarvie, D., R. Hill, T. Ruble, y R. Pollastro, 2007, "Un conventional shales gas system: The Mississippian Barnett shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment", AAPG Bulletin, v. 91.

Justwan, H. y B. Dahl. 2005, "Quantitative hydrocarbon potential mapping and organofacies study in the Greater Balder area, Norwegian North Sea". En: A. G. Dore and B. A. Vining, (eds.), *Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives*. Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference: Geological Society, London.

Kuchinskiy, V., 2013, "Organic porosity study: Porosity development within organic matter of the Lower Silurian and Ordovician source rocks of the Poland shale gas trend". AAPG Search and Discovery article 10522.

Modica, C. J., y S. G. Lapiere, 2012, "Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry shale in the Powder River Basin of Wyoming", AAPG Bulletin, vol. 96, # 1.

Peters, K. E., 1986, "Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis". AAPG Bulletin, v.70.

Peters, K., C. Walters y J. Moldowan, 2005, *The biomarker guide*, Volume 1, Cambridge University Press.

Rodríguez Monreal, F., H. Villar, R. Baudino, D. Delpino y S. Zencich, 2009, "Modelling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquén Basin. Argentina". *Marine and Petroleum Geology*, 26 (4).

Sari, A., A. Moradi, Y. Kulaksiz y A. Yurtoglu, 2015, "Evaluation of the hydrocarbon potential, mineral matrix effect and gas-oil ratio potential of oil shale from the Kabalar Formation, Goyunuk, Tur-key". *Oil Shale*, vol. 32.

Schmoker, J., 1994, "Volumetric Calculation of hydrocarbons generated". En: Magoon, L y W. Dow eds., *The petroleum system from source to trap*, AAPG, Memoir 60.

Spacapan, J., O. Palma, R. Mancada, E. Rocha, O. Galland, H. Leanza, R. Ruiz e I. Labayen. 2017, "Modelado de sistemas petroleros asociados a intrusiones ígneas en pelitas ricas en materia orgánica. El caso de las Formaciones Vaca Muerta y Agrio en el Sur de Mendoza. Argentina". XX Congreso Geológico Argentino.

Sylwan, C. 2014, "Source rock properties of Vaca Muerta Formation, Neuquina Basin, Argentina", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de recursos no convencionales: Ampliando el horizonte energético.